

**Universidad Carlos III de Madrid**

**TRABAJO FIN DE GRADO**

**SISTEMA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE  
LA CONVERSIÓN FOTOVOLTAICA DE LA ENERGÍA SOLAR:  
APLICACIÓN A UNA BOMBA DE CALOR**



**Autor:** Álvaro Adeva Rivero

**Tutor:** Dr. Marcelo Izquierdo Millán

**Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales**

**Escuela Politécnica Superior**

**Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos**

**Leganés, 21 de Junio de 2015**

## Agradecimientos

A mi tutor, el Dr. Marcelo Izquierdo, por su paciencia y dedicación, por haber despertado en mí el interés por las energías renovables y haberme enseñado más de lo meramente académico. Debo agradecerle también el ofrecerme la oportunidad de acudir durante un tiempo a la Planta Experimental de Energía Solar del CSIC en Arganda del Rey, donde he podido ver de primera mano el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas y aprender cosas que me han sido muy útiles para el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de siempre: Jorge, Miguel, Vicente, María, Víctor, Davo, Andrés, Patricia, Marina, Fran, Ayuso, Quillo y Briongos. Gracias por haberme acompañado en este camino y haber sabido siempre que encontráramos el equilibrio entre el estudio y el disfrute.

A mi chica, Andrea. Nadie ha sabido apoyarme como ella y darme ese empujoncito en momentos clave, a pesar de sufrir mis horarios de trabajo y los madrugones para ir a la biblioteca. ¡Por fin podemos dormir hasta tarde los fines!

A Pablo, por ayudarme en todo lo que ha sido posible y por hacer más entretenidas y didácticas las mañanas en Arganda del Rey.

Por último, a mis padres, que me han educado como pocos saben hacer y a los cuales estaré eternamente agradecido por enseñarme que el trabajo duro y la constancia, a pesar de tener momentos difíciles, siempre tienen su recompensa.

## Resumen

La generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar para aplicaciones térmicas es un campo relativamente desconocido a día de hoy, sobre el cual existen pocas investigaciones. La diferencia fundamental con las aplicaciones típicas de los sistemas fotovoltaicos es la variabilidad de la demanda térmica del edificio, lo que se traduce en una demanda eléctrica variable a lo largo del día y de la temporada. Este aspecto es el que constituye el principal cuello de botella de la energía solar para aplicaciones térmicas.

El objetivo del presente proyecto es calcular, diseñar y evaluar la producción de electricidad de una instalación fotovoltaica para alimentar sistemas de refrigeración y calefacción que prestarán servicio al edificio de un hotel. El proyecto se centra en la producción de calor y frío con bomba de calor reversible de compresión mecánica de vapor, la cual estará alimentada eléctricamente por el sistema fotovoltaico, con el apoyo auxiliar de la red eléctrica convencional.

Para ello, este trabajo comienza determinando la carga y demanda térmica del edificio para las temporadas de refrigeración y calefacción y seleccionando la bomba de calor reversible a partir de un catálogo comercial. A partir de la demanda eléctrica de la bomba y de la energía solar disponible para el día de mayor demanda térmica, se dimensiona el campo de módulos fotovoltaicos y el resto de componentes principales de la instalación: baterías de almacenamiento, controladores de carga e inversores. Una vez diseñada la instalación, se realiza una simulación para evaluar la producción del sistema fotovoltaico, determinando el apoyo de electricidad de red que será necesario.

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos para ambas temporadas, se determina la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a la alimentación convencional con electricidad de red y se presenta un estudio económico del sistema fotovoltaico que comprende la inversión inicial y el periodo de amortización.

## Abstract

The electricity generation through solar energy photovoltaic conversion for thermal applications is a relatively unknown field nowadays, and little research has been done into it. The key difference compared with photovoltaic typical applications lies in the variability of the thermal demand of the building, which results in a variable electricity demand throughout the day and the season. This aspect represents the main bottle neck of solar energy for thermal applications.

The objective of this project is to calculate, design and assess the electricity production of a photovoltaic system designed to supply power to an HVAC system for a hotel building. The project focuses on heat and cold generation with mechanical vapor compression and reversible heat pump, which will be powered by the photovoltaic system, with the national electricity grid as backup system.

For this objective, this report starts calculating the thermal load and demand of the building during the cooling and heating seasons. After that, a reversible heat pump is selected from a sales catalogue. On the basis of the electricity demand of the heat pump and the available solar energy of the day with maximum thermal demand, the photovoltaic modules field and the rest of main components of the facility are sized: charge controllers, the storage battery system and the inverters. Once the photovoltaic system is designed, a simulation is carried out in order to make an assessment of the photovoltaic system production, determining the backup electricity from the national grid that would be necessary.

Finally, after having obtained the results for both seasons, the savings in CO<sub>2</sub> by the use of this photovoltaic system compared to conventional electricity is calculated, and an economic analysis is provided to assess the initial investment and the amortization period of the facility.



# Índice

<b>Agradecimientos.....</b>	<b>i</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>iii</b>
<b>Índice .....</b>	<b>iv</b>
<b>Índice de Figuras .....</b>	<b>viii</b>
<b>Índice de Tablas .....</b>	<b>xii</b>
<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1. Estado del arte y motivación.....	1
1.1.1. Problema energético mundial .....	1
1.1.2. Demanda eléctrica y potencia instalada en España.....	2
1.1.3. El sector fotovoltaico.....	3
1.1.4. Motivación.....	6
1.2. Objetivo .....	7
1.3. Metodología y fases del proyecto.....	7
1.4. Descripción del edificio .....	9
<b>Capítulo 2. Carga y Demanda Térmica.....</b>	<b>11</b>
2.1. Definición de Carga Térmica .....	11
2.2. Tipos de Cargas Térmicas .....	12
2.3. Datos preliminares y procedimiento de cálculo de los parámetros característicos de la envolvente.....	13
2.4. Cálculo de las transmitancias térmicas de los cerramientos del edificio.....	16
2.4.1. Fachada .....	16
2.4.2. Cubierta .....	17
2.4.3. Ventanas.....	17
2.4.4. Suelo .....	19
2.5. Cálculo de la carga térmica máxima en régimen permanente .....	21
2.5.1. Carga térmica de transmisión .....	21
2.5.2. Carga térmica de ventilación.....	24
2.5.3. Carga térmica interna .....	32

2.5.4. Carga térmica máxima en régimen permanente .....	38
2.6. Demanda térmica de la temporada .....	39
2.6.1. Evolución de la temperatura exterior.....	40
2.6.2. Simulación de la temporada. Resultados de demanda térmica.....	41
<b>Capítulo 3. Bomba de calor reversible.....</b>	<b>46</b>
3.1. Introducción a la bomba de calor .....	46
3.2. Componentes de una bomba de calor .....	47
3.3. Ciclo de compresión mecánica de vapor.....	49
3.4. Ciclo real de compresión mecánica simple. Pérdidas en el ciclo .....	51
3.4.1. Pérdidas internas.....	51
3.4.2. Pérdidas externas .....	53
3.4.3. Ciclo real de compresión mecánica simple.....	53
3.5. Inversión del ciclo y desescarche: Válvula de 4 vías .....	54
3.5.1. Inversión del ciclo .....	54
3.5.2. Desescarche.....	55
3.6. Rendimientos de la bomba de calor reversible: EER y COP .....	55
3.6.1. Definición de COP y EER .....	55
3.6.2. Valor de rendimiento estacional: ESEER y SCOP .....	57
3.7. Selección de la bomba de calor reversible.....	58
<b>Capítulo 4. Conversión fotovoltaica.....</b>	<b>61</b>
4.1. Introducción a la conversión fotovoltaica.....	61
4.1.1. La energía solar.....	61
4.1.2. El efecto fotoeléctrico.....	62
4.1.3. La célula solar.....	64
4.1.4. Materiales .....	65
4.1.5. Ventajas de la conversión fotovoltaica .....	67
4.2. Curvas y parámetros característicos .....	67
4.2.1. Curva características .....	67
4.2.2. Circuito equivalente.....	71
4.2.3. Rendimiento .....	71
4.2.4. Efecto de la temperatura .....	73
4.3. Tecnología del módulo solar fotovoltaico.....	74
4.3.1. Composición del módulo fotovoltaico .....	74

4.3.2. Conexión entre módulos.....	76
4.3.3. Orientación e inclinación de los módulos.....	78
4.3.4. Características eléctricas.....	79
4.3.5. Rendimiento del módulo .....	79
4.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	80
4.4.1. Sistemas conectados a red.....	81
4.4.2. Sistemas aislados .....	81
4.5. Componentes principales de un sistema fotovoltaico.....	83
4.5.2. Campo o generador fotovoltaico .....	83
4.5.3. Regulador de carga .....	84
4.5.4. Sistema de almacenamiento (baterías).....	88
4.5.5. Inversor.....	92
4.6. Rendimiento del sistema.....	94
4.6.2. Rendimiento del campo fotovoltaico .....	95
4.6.3. Rendimiento del regulador.....	97
4.6.4. Rendimiento del sistema de almacenamiento .....	97
4.6.5. Rendimiento del inversor.....	98
4.6.6. Pérdidas en el cableado.....	98
4.6.7. Rendimiento global del sistema .....	98
<b>Capítulo 5. Dimensionado del sistema fotovoltaico.....</b>	<b>99</b>
5.1. Introducción .....	99
5.2. Dimensionado del campo fotovoltaico .....	99
5.2.1. Módulo Fotovoltaico .....	100
5.2.2. Condiciones extremas de funcionamiento .....	102
5.2.3. Procedimiento para el cálculo del área de módulos .....	103
5.2.4. Energía solar disponible .....	104
5.2.5. Demanda eléctrica de la bomba .....	105
5.2.6. Rendimiento del sistema .....	106
5.2.7. Cálculo del área óptima de módulos fotovoltaicos .....	110
5.2.8. Área disponible y disposición de los módulos .....	110
5.3. Dimensionado del sistema de almacenamiento .....	115
5.4. Dimensionado de los reguladores de carga .....	119
5.5. Dimensionado de los inversores .....	123

5.6. Esquema del sistema fotovoltaico .....	126
<b>Capítulo 6. Simulación de las temporadas .....</b>	<b>128</b>
6.1. Introducción .....	128
6.2. Energía Solar.....	129
6.3. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica .....	131
6.3.1. Temporada de Refrigeración.....	131
6.3.2. Temporada de Calefacción.....	134
<b>Capítulo 7. Reducción del impacto medioambiental.....</b>	<b>138</b>
7.1. Introducción .....	138
7.2. Reducción de emisiones.....	138
<b>Capítulo 8. Estudio económico .....</b>	<b>140</b>
8.1. Coste de la instalación fotovoltaica .....	140
8.2. Amortización de la instalación .....	141
<b>Capítulo 9. Conclusiones .....</b>	<b>146</b>
9.1. Resumen de los resultados .....	146
9.2. Conclusiones.....	148
<b>Bibliografía .....</b>	<b>150</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>153</b>
Anexo 1. Programación para el cálculo de la demanda térmica.....	153
Anexo 2. Programación para la simulación de la producción fotovoltaica.....	158
Anexo 3. Especificaciones técnicas de la bomba de calor reversible.....	160
Anexo 4. Especificaciones técnicas de los componentes del sistema fotovoltaico .....	163

# Índice de Figuras

Figura 1.1. Demanda eléctrica en España en 2014. Fuente: Red Eléctrica de España.....	2
Figura 1.2. Potencia instalada en España en 2014. Fuente: Red Eléctrica de España .....	3
Figura 1.3. Potencia fotovoltaica acumulada en el mundo. Fuente: EPIA .....	4
Figura 1.4. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa. Fuente: EPIA.....	4
Figura 1.5. Evolución del precio del módulo fotovoltaico (€/W <sub>p</sub> ). Fuente: Observatorio Crítico de la Energía.....	5
Figura 1.6. Funcionamiento del balance neto. Fuente: IDAE.....	6
Figura 1.7. Esquema del hotel. Fachada principal.....	9
Figura 1.8. Esquema del hotel. Fachada posterior.....	10
Figura 2.1. Condiciones exteriores e interiores típicas para calefacción y refrigeración .....	12
Figura 2.2. Ventana de doble acristalamiento con marco de PVC. Fuente: Deceuninck.....	18
Figura 2.3. Distribución de la carga térmica de transmisión.....	24
Figura 2.4. Proceso de renovación del aire. Temporada de Refrigeración .....	28
Figura 2.5. Proceso de renovación del aire. Temporada de Calefacción .....	28
Figura 2.6. Funcionamiento de un ERV en Refrigeración. Fuente: Catálogo de VänEE .....	30
Figura 2.7. Funcionamiento de un ERV en Calefacción. Fuente: Catálogo de VänEE .....	30
Figura 2.8. Interior de un Energy Recovery Ventilator. Fuente: Catálogo de VänEE .....	31
Figura 2.9. Evolución de la temperatura exterior. Temporada de Refrigeración .....	40
Figura 2.10. Evolución de la temperatura exterior. Temporada de Calefacción .....	41
Figura 2.11. Demanda térmica diaria. Temporada de Refrigeración.....	42
Figura 2.12. Demanda térmica mensual. Temporada de Refrigeración .....	43
Figura 2.13. Demanda térmica diaria. Temporada de Calefacción .....	43
Figura 2.14. Demanda térmica mensual. Temporada de Calefacción .....	44
Figura 3.1. Refrigerante R-410A. Fuente: Refrigerant HQ .....	47
Figura 3.2. Compresor hermético scroll. Fuente: Emerson Climate .....	47
Figura 3.3. Evaporadores/Condensadores, serpentines aleteados. Fuente: Below Zero HVAC. 48	
Figura 3.4. Válvula de expansión. Fuente: Sanhua.....	48
Figura 3.5. Válvula inversora de 4 vías. Fuente: Sanhua.....	49
Figura 3.6. Esquema de una bomba de calor de compresión mecánica simple .....	49

Figura 3.7. Ciclo ideal de la bomba de calor de compresión mecánica simple.....	50
Figura 3.8. Compresión irreversible .....	51
Figura 3.9. Aspiración de vapor sobrecalentado y subenfriamiento de líquido .....	52
Figura 3.10. Intercambiador de calor subenfriador/sobrecalentador .....	53
Figura 3.11. Representación del ciclo real. Fuente: apuntes de Instalaciones Térmicas.....	54
Figura 3.12. Inversión del ciclo. Fuente: Escuela Politécnica Superior de Zamora, Área de Máquinas y Motores Térmicos.....	54
Figura 3.13. Bomba de calor 30RQSY-050. Fuente: Carrier .....	59
Figura 4.1. Efecto fotoeléctrico. Fuente: Physics of the Universe .....	62
Figura 4.2. Unión p-n y potencial eléctrico .....	63
Figura 4.3. Composición típica de una célula solar. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005) ..	64
Figura 4.4. Célula solar de silicio Policristalino y monocristalino. Fuente: Silicon Solar .....	66
Figura 4.5. Curva intensidad-voltaje para un diodo de silicio. ....	68
Figura 4.6. Curvas características I-V y P-V de la célula solar .....	68
Figura 4.7. Curva I-V del módulo A-240P para varios niveles de radiación. Fuente: Atersa.....	70
Figura 4.8. Circuito equivalente de una célula solar .....	71
Figura 4.9. Evolución de los rendimientos máximos para diferentes tecnologías de células. Fuente: NREL .....	73
Figura 4.10. Curva I-V del módulo A-240P para varias temperaturas. Fuente: Atersa .....	74
Figura 4.11. Composición de un módulo fotovoltaico. Fuente: Ingemecánica.....	75
Figura 4.12. Módulo con células en serie y diodos de by-pass. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005) .....	76
Figura 4.13. Módulo con células en paralelo. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005) .....	76
Figura 4.14. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos .....	77
Figura 4.15. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos.....	77
Figura 4.16. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos.....	77
Figura 4.17. Inclinación y orientación del módulo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red .....	78
Figura 4.18. Inclinación óptima del módulo para varios periodos de diseño. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red .....	78
Figura 4.19. Máximos rendimientos de módulos y de células fotovoltaicas de silicio cristalino. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005) .....	80
Figura 4.20. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red. Fuente: EPIA.....	81
Figura 4.21. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado. Fuente: EPIA .....	82
Figura 4.22. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado .....	83

Figura 4.23. Estructura de soporte fija. Fuente: Archiexpo .....	83
Figura 4.24. Estructura con seguimiento solar. Fuente: MecaSolar .....	84
Figura 4.25. Disposición de módulos en azotea. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005) .....	84
Figura 4.26. Etapas de carga de baterías .....	85
Figura 4.27. Regulador de carga PWM. Fuente: Steca Elektronik.....	87
Figura 4.28. Regulador de carga MPPT. Fuente: Victron Energy .....	87
Figura 4.29. Batería monobloc. Fuente: Exide Technologies .....	88
Figura 4.30. Batería transparente de placa tubular. Fuente: Victron Energy .....	89
Figura 4.31. Batería hermética de gel. Fuente: Victron Energy .....	89
Figura 4.32. Conexión en serie de baterías .....	91
Figura 4.33. Conexión en paralelo de baterías.....	91
Figura 4.34. Conexión mixta de baterías.....	92
Figura 4.35. Señal de salida de los inversores.....	93
Figura 4.36. Inversor solar. Fuente: Victron Energy.....	94
Figura 4.37. Generación y transporte de electricidad en el sistema .....	94
Figura 5.1. Dimensiones del módulo A-260P GSE. Fuente: Atersa .....	101
Figura 5.2. Evolución de la temperatura exterior. Día 10 de Agosto .....	102
Figura 5.3. Evolución de la carga térmica. Día 10 de Agosto .....	103
Figura 5.4. Radiación solar. Día 10 de Agosto .....	104
Figura 5.5. Potencia Eléctrica de la bomba. Día 10 de Agosto .....	106
Figura 5.6. Dimensiones y orientación de la azotea .....	111
Figura 5.7. Valores de $k$ en función de la latitud. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas Red.....	111
Figura 5.8. Distancia mínima entre filas de módulos.....	111
Figura 5.9. Posición de instalación y dimensiones del módulo.....	112
Figura 5.10. Distancias entre 3 filas de módulos.....	113
Figura 5.11. Disposición de los módulos fotovoltaicos en la azotea.....	114
Figura 5.12. Batería de placa tubular OPzS Solar. Fuente: Victron Energy .....	117
Figura 5.13. Esquema de conexionado del banco de baterías.....	118
Figura 5.14. Banco de baterías de una instalación en Perú. Fuente: Delta Volt.....	119
Figura 5.15. Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/85. Fuente: Victron Energy.....	120
Figura 5.16. Conexión de un bloque de 16 módulos y 1 regulador de carga.....	122
Figura 5.17. Inversor Quattro 48/10000/140-100/100. Fuente: Victron Energy.....	124
Figura 5.18. Triángulo de potencias .....	124

Figura 5.19. Conexión de los inversores para salida trifásica .....	126
Figura 5.20. Esquema de conexionado del sistema fotovoltaico.....	127
Figura 6.1. Energía solar diaria. Temporada de Refrigeración .....	130
Figura 6.2. Energía Solar diaria. Temporada de Calefacción.....	130
Figura 6.3. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica. Temporada de Refrigeración ..	131
Figura 6.4. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Aporte de red. Meses Refrigeración .....	133
Figura 6.5. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Aporte de red. Total Refrigeración .....	133
Figura 6.6. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica. Temporada de Calefacción .....	134
Figura 6.7. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Energía almacenada. Meses de Calefacción .....	136
Figura 6.8. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Energía almacenada. Total Calefacción .....	137
Figura 8.1. Distribución del coste total de la instalación fotovoltaica .....	141



## Índice de Tablas

Tabla 2.1. Transmitancias límite para cerramientos en la zona climática D3.....	14
Tabla 2.2. Resistencias térmicas superficiales de cerramientos en contacto con el aire exterior .....	14
Tabla 2.3. Resistencias térmicas de cámaras de aire sin ventilar .....	15
Tabla 2.4. Composición y propiedades del muro de fachada .....	16
Tabla 2.5. Composición y propiedades de la cubierta .....	17
Tabla 2.6. Transmitancias térmicas y área de los cerramientos del edificio.....	20
Tabla 2.7. Condiciones interiores de diseño fijadas por el RITE.....	22
Tabla 2.8. Condiciones interiores de diseño escogidas.....	22
Tabla 2.9. Carga térmica de transmisión. Temporada de Refrigeración.....	23
Tabla 2.10. Carga térmica de transmisión. Temporada de Calefacción.....	23
Tabla 2.11. Caudales de aire exterior exigidos. Fuente: RITE .....	26
Tabla 2.12. Caudales de ventilación necesarios para cada estancia.....	26
Tabla 2.13. Relaciones de humedades del aire interior y exterior .....	29
Tabla 2.14. Ocupación máxima del hotel.....	34
Tabla 2.15. Potencia máxima de iluminación. Fuente: Documento Básico HE.....	35
Tabla 2.16. Potencias y Carga térmica de iluminación.....	35
Tabla 2.17. Carga térmica debida a equipos .....	37
Tabla 2.18. Carga térmica máxima permanente para Refrigeración y Calefacción .....	38
Tabla 3.1. Coeficientes de ponderación para el cálculo del ESEER. ....	58
Tabla 3.2. Cargas térmicas máximas para calefacción y refrigeración .....	58
Tabla 3.3. Capacidades nominales del conjunto de las 2 bombas.....	59
Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de la bomba de calor 30RQSY-050. Fuente: Carrier.....	60
Tabla 5.1. Características eléctricas del módulo A-260P GSE. Fuente: Atersa .....	100
Tabla 5.2. Características de la batería OPzS Solar 4560. Fuente: Victron Energy .....	117
Tabla 5.3. Características del controlador BlueSolar MPPT 150/85. Fuente: Victron Energy ..	121
Tabla 5.4. Características del inversor Quattro 48/10000/140-100/100. Fuente: Victron Energy .....	123
Tabla 8.1. Coste de la instalación fotovoltaica.....	140

Tabla 8.2. Franja horaria de los periodos de la tarifa 3.0A .....	142
Tabla 8.3. Términos de potencia y de energía para la tarifa 3.0A. Fuente: Iberdrola .....	142
Tabla 8.4. Distribución del consumo estimada para verano e invierno.....	143
Tabla 8.5. Ahorro económico anual .....	143

# Capítulo 1. Introducción

## 1.1. Estado del arte y motivación

### *1.1.1. Problema energético mundial*

La energía es la base de toda forma de vida en nuestro planeta. El problema energético global al que se enfrenta la humanidad hoy en día se debe al uso inadecuado que se les ha dado a los recursos energéticos disponibles, lo cual se presenta como un reto de suma importancia en el presente y futuro.

A lo largo de décadas, la sociedad se ha enfrentado a un duradero e importante problema en la producción de energía para la supervivencia y el desarrollo de las actividades humanas, en el cual las más utilizadas pero a la vez menos sostenibles fuentes de energía han sido los combustibles fósiles. Hoy en día, el petróleo se ha convertido en una de las mercancías más caras debido a varios motivos. Primero, hay una gran concentración en la producción de combustibles, centrándose en su mayoría en Oriente Medio. Además, debido al ritmo de crecimiento de la población mundial, la demanda de energía será en un futuro aún mayor de lo que es a día de hoy, lo cual acelerará el consumo de los combustibles fósiles. Es más, está ampliamente estudiado y aceptado que las reservas de petróleo no durarán más de un siglo ya que no es posible generar más.

A medida que el petróleo vaya siendo más escaso y más demandado en el futuro, su precio aumentará hasta valores que solamente unos pocos podrán permitirse. El precio a día de hoy del barril de petróleo (unos 159 litros) ronda los 60-70 dólares americanos, mientras que la Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency* o IEA en inglés) prevé un aumento hasta los 120 dólares/barril para 2035.

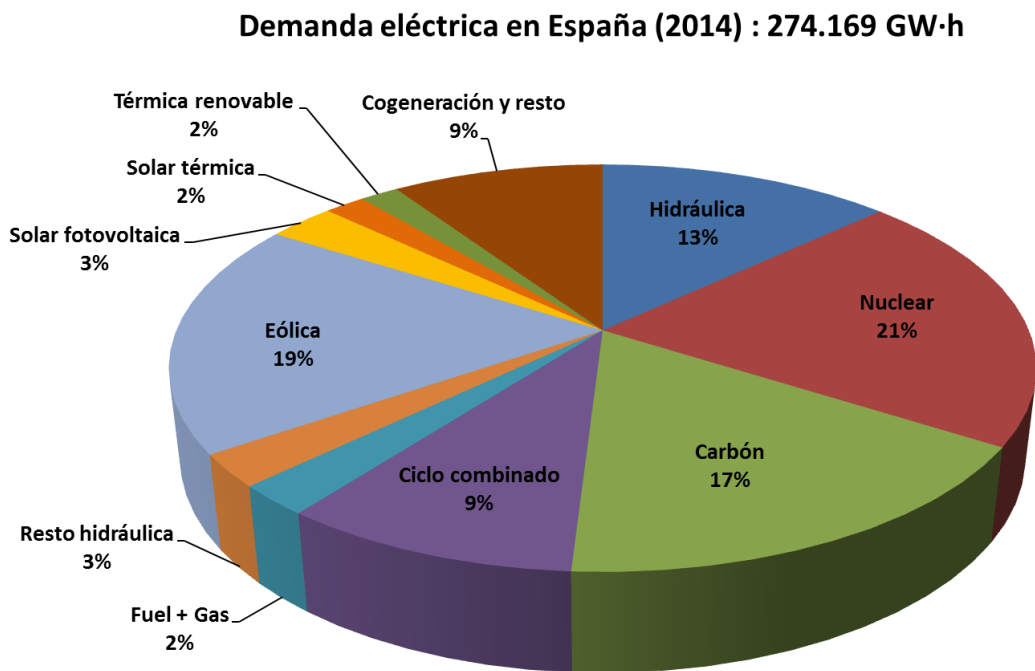
Por otro lado, la forma de obtención de energía a partir de esta fuente es un importante problema hablando desde un punto de vista medioambiental. Al quemar combustibles fósiles, ya sea su estado sólido, líquido o gaseoso, se emiten a la atmósfera numerosos contaminantes.

La energía de los combustibles fósiles está basada en la reacción de combustión de los mismos, cuyos productos son, entre otros, agua ( $H_2O$ ) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ). Este último, el mundialmente conocido  $CO_2$ , es el principal pilar del llamado “efecto invernadero”. Este efecto, el cual no es nocivo por sí mismo, consiste en mantener la Tierra lo suficientemente

caliente para permitir la existencia de formas de vida. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> ha sido relacionado directamente con el efecto del calentamiento global, causa principal del calentamiento del planeta. Aparte del CO<sub>2</sub>, los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) son también productos indirectos de la combustión de los combustibles fósiles, dependiendo de las condiciones de la reacción y de la composición del combustible fósil. Ambos contribuyen principalmente a la destrucción de la capa de ozono, a la lluvia ácida y al efecto invernadero.

### ***1.1.2. Demanda eléctrica y potencia instalada en España***

Según Red Eléctrica de España (REE), la demanda eléctrica total nacional para España en 2014 fue de 274.169 GW·h (sin contar consumos en generación y bombeo y el saldo de intercambios internacionales), de los cuales el mayor porcentaje corresponde a la energía nuclear (un 21%). Le sigue de cerca la energía eólica, la cual ha ido incrementando su presencia en los últimos años hasta convertirse en una de las principales fuentes de energía del país, representando un 19% de la demanda eléctrica anual. El carbón y la energía hidráulica también ocupan una fracción importante, constituyendo un 17 y un 13%, respectivamente. En la siguiente figura se puede observar el desglose de la demanda total nacional en función de la fuente energética

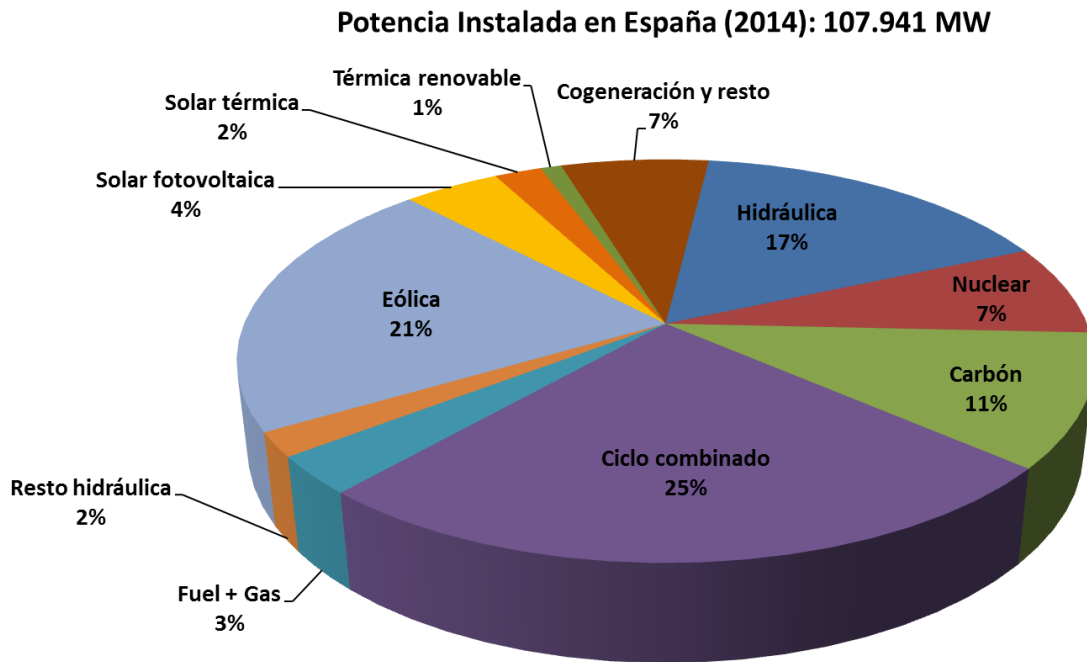


***Figura 1.1. Demanda eléctrica en España en 2014. Fuente: Red Eléctrica de España***

En cuanto a la energía solar, que será en la que centre este proyecto, a pesar de parecer una aportación muy pequeña, el impacto de este tipo de energía es bastante significativo en comparación con otros países o con la media de la Unión Europea. La energía solar fotovoltaica supone un 3% de la demanda total, mientras que la solar térmica es algo inferior, un 2%.

Si analizamos la potencia instalada en el país, según datos de REE, el total nacional ascendía en el año 2014 a 107.952 MW, de los cuales 27.701 MW corresponde a centrales de ciclo combinado, lo que supone un 25% del total nacional. Le sigue de cerca la energía eólica, con

un 21% de la potencia total nacional. Se puede ver que la nuclear solo supone un 9%, mientras que en la anterior figura de demanda constituía la mayor fuente energética (21%). Analizando la energía solar, los valores son muy parecidos a los que representan en la demanda eléctrica nacional: un 4% para la fotovoltaica con 4.672 MW y un 2% para la solar térmica, con 2.300 MW. En la siguiente figura se puede ver el desglose de la potencia nacional instalada para España en 2014.



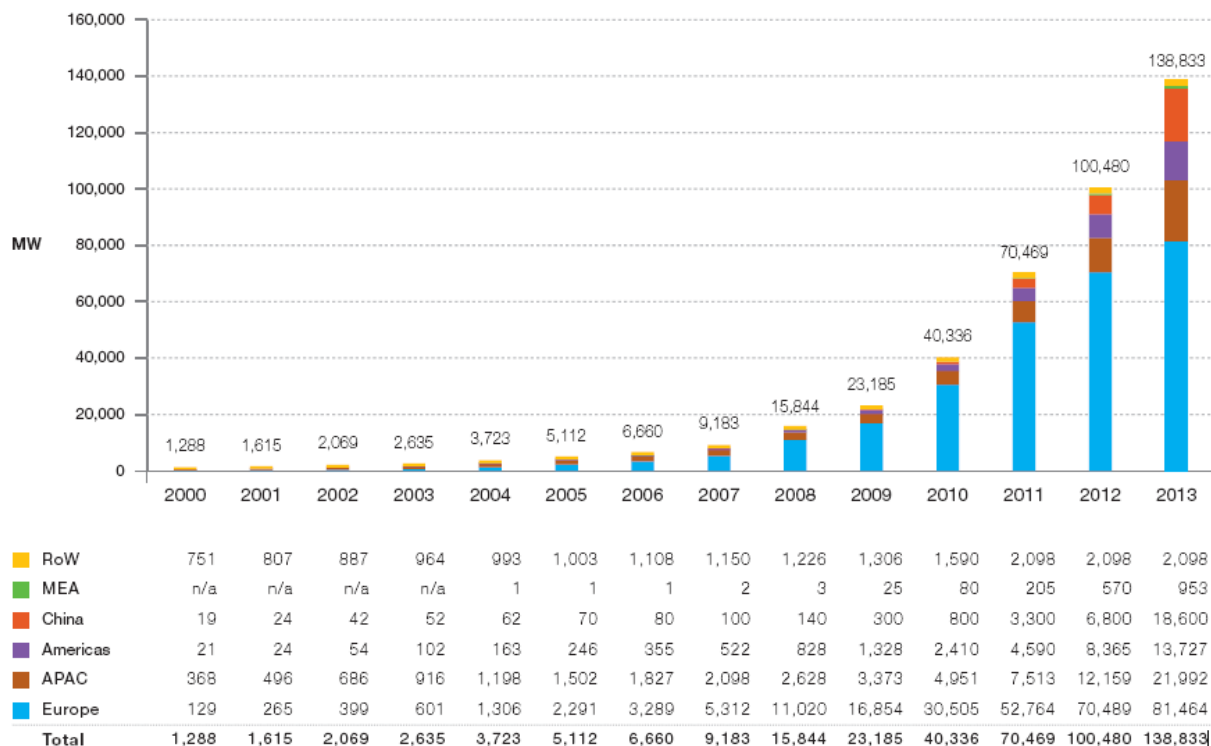
**Figura 1.2. Potencia instalada en España en 2014. Fuente: Red Eléctrica de España**

### **1.1.3. El sector fotovoltaico**

Ante los grandes cambios que se avecinan en el entorno energético mundial, el impulso de las energías renovables se presenta como una de las herramientas fundamentales de la política energética a desarrollar por los gobiernos. En concreto, en este proyecto nos centraremos en la energía solar fotovoltaica, la cual ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años.

Según los datos publicados por el EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*) en su informe "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018", a finales de 2010 la potencia fotovoltaica mundial acumulada era de 40,3 GW. Un año después se alcanzaban los 70,5 GW, mientras que en 2012 se llegaron a sobrepasar los 100 GW. A finales del 2013 la potencia instalada en todo el mundo alcanzó los 138,9 GW. Esta potencia es capaz de producir 160 TW·h de electricidad al año, cantidad suficiente para cubrir el suministro de energía a 45 millones de hogares en Europa. En la *Figura 1.3* se puede ver la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo.

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

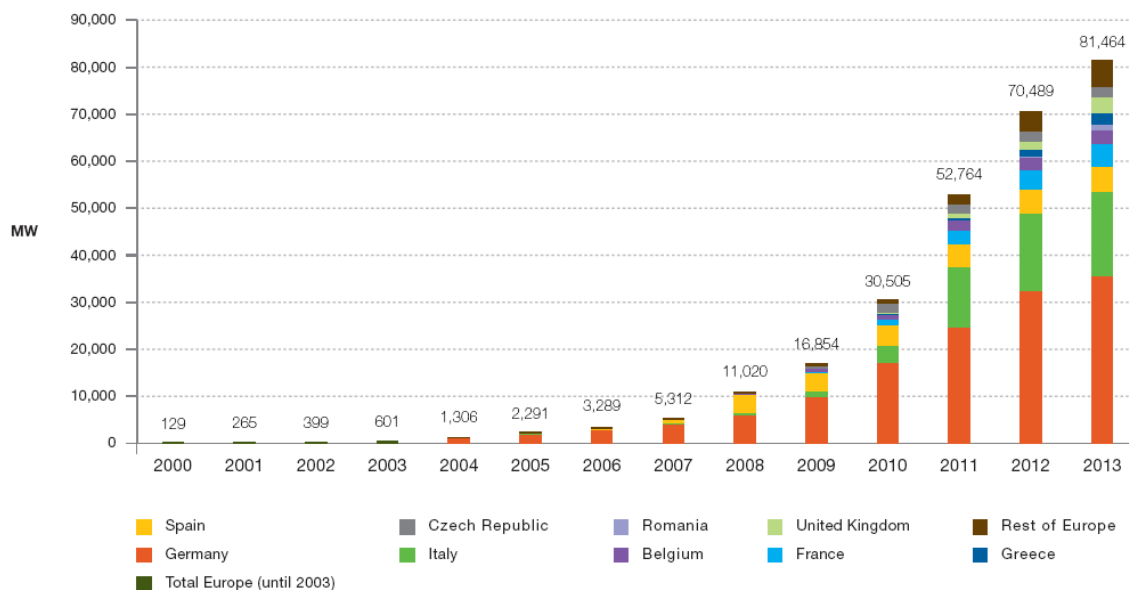


RoW: Rest of the World. MEA: Middle East and Africa. APAC: Asia Pacific.

**Figura 1.3. Potencia fotovoltaica acumulada en el mundo. Fuente: EPIA**

Se puede ver que Europa permanece como región líder en lo que respecta a capacidad instalada, con un total de 81,5 GW en 2013, lo cual representa un 59% de la capacidad total mundial. Los países de Asia-Pacífico (APAC) están experimentando un crecimiento muy fuerte, con un total de 40,6 GW instalados a finales de 2013.

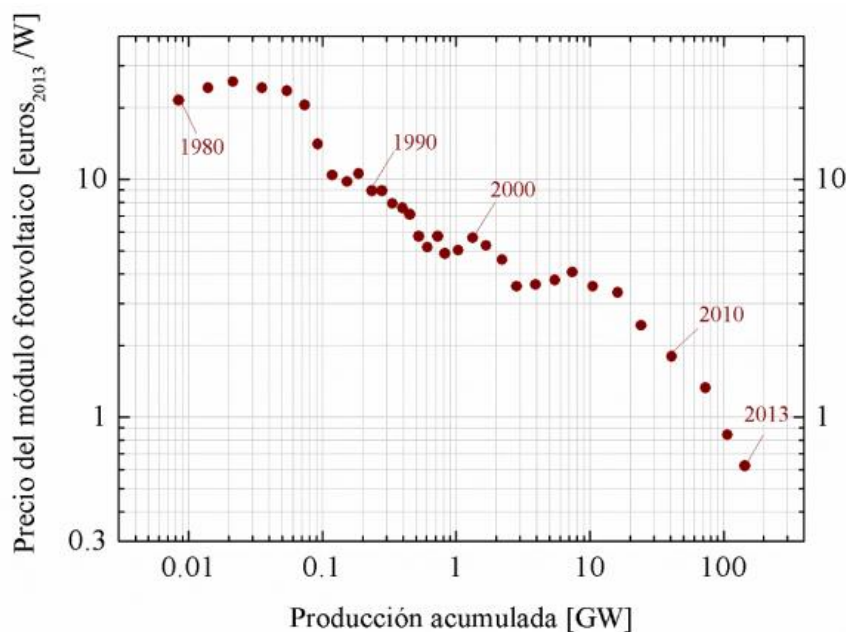
Si focalizamos el estudio en Europa se obtiene la evolución y distribución de la *Figura 1.4*.



**Figura 1.4. Potencia fotovoltaica acumulada en Europa. Fuente: EPIA**

Se puede comprobar que Alemania permanece como país a la cabeza, con unos 36 GW instalados a finales de 2013, seguida por Italia, con 18 GW, aproximadamente. España rondaba los 4 GW de potencia fotovoltaica instalada para el mismo año.

El crecimiento de la tecnología fotovoltaica se debe al fomento de algunos países que han propiciado un gran aumento de la capacidad de fabricación, distribución e instalación de estos sistemas. Aunque uno de los principales problemas de esta tecnología sigue siendo el coste de producción de las células solares, el precio medio del módulo fotovoltaico ha descendido de manera muy significativa en los últimos años, lo que ha permitido aumentar su rentabilidad. En la *Figura 1.5* se puede apreciar este caída del precio de los paneles fotovoltaicos frente a la producción acumulada. En ella se observa un descenso del precio medio de más de 2 €/W<sub>p</sub> en 2009 a un precio de unos 0,6 €/W<sub>p</sub> en 2013.



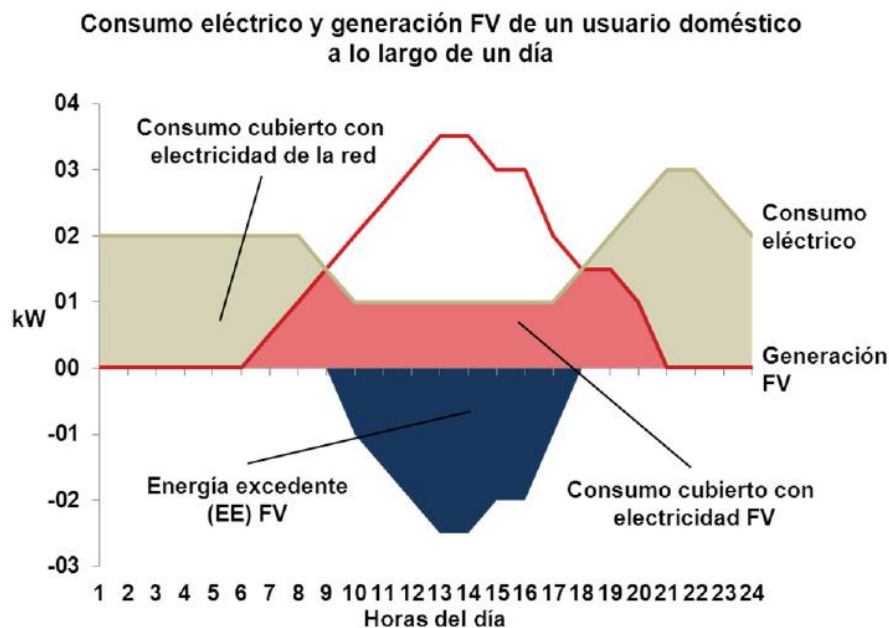
**Figura 1.5. Evolución del precio del módulo fotovoltaico (€/W<sub>p</sub>). Fuente: Observatorio Crítico de la Energía**

Por otro lado, a medida que el coste de los módulos fotovoltaico ha ido disminuyendo, el rendimiento de los mismos ha ido creciendo, como veremos con más detalle en el Capítulo 5.

A pesar de estas consideraciones y tendencias en el sector fotovoltaico, también hay que tener en cuenta las legislaciones nacionales, las cuales pueden facilitar o dificultar el transporte y el consumo de la electricidad fotovoltaica. En el caso de España, a pesar de disponer de un recurso energético solar de gran potencial, hemos pasado de un uso libre de la red a las limitaciones que actualmente se están tramitando. No podemos olvidar el aspecto comercial de la electricidad ni los derechos de usos de la red eléctrica nacional. Sin embargo, esto crea una situación compleja, que en el caso de España está dando lugar a estudios y disposiciones que generan controversia en la sociedad.

A este respecto, hay que recordar que en el caso de España los cambios legales pueden introducir en el próximo futuro conceptos como “autoconsumo” y “balance neto”. El

autoconsumo consiste en consumir íntegramente la energía producida. En este tipo de instalaciones no hay excedentes de energía, por lo que el diseño de la instalación debe ser preciso y ajustarse al consumo mínimo del usuario. Este tipo de instalaciones ya están reguladas y son totalmente legales. Por otro lado, el balance neto se basa en la compensación de saldos energéticos de forma instantánea o diferida. Es decir, permite exportar a la red eléctrica la energía excedente con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso posteriormente, en los momentos en los que la producción no sea capaz de satisfacer la demanda. En este proceso de “vertido” de energía a la red, las medidas actuales proponen que el consumidor pague el coste asociado al uso del sistema eléctrico y la gestión de la energía eléctrica vertida por parte de su comercializadora eléctrica. En la siguiente figura se ilustra el funcionamiento del balance neto.



**Figura 1.6. Funcionamiento del balance neto. Fuente: IDAE**

En España, a diferencia de la mayoría de países occidentales desarrollados, el balance neto se encuentra bloqueado y pendiente de regulación definitiva debido a intereses de las grandes empresas que controlan el mercado eléctrico. Se han elaborado varios borradores relativos al autoconsumo y al balance neto en España, aunque ninguno de ellos augura un gran futuro a estas nuevas formas de consumo de energía, al menos en un futuro próximo.

#### **1.1.4. Motivación**

A pesar del gran crecimiento que está experimentando la energía solar fotovoltaica, sigue siendo una tecnología relativamente inmadura. No obstante, la energía solar posee uno de los mayores potenciales de desarrollo frente al resto de alternativas para la producción de energía debido a la naturaleza de su fuente, el Sol. Además, la energía solar es una de las fuentes energéticas más limpias y respetuosas con el medio ambiente, aparte de ser consistente e inagotable.



Hasta donde alcanza el conocimiento del autor, no ha habido proyecto como este en la Universidad. El distintivo que presenta frente a los numerosos proyectos sobre energía fotovoltaica es que la electricidad fotovoltaica irá destinada a la alimentación de sistemas térmicos para aplicaciones de refrigeración y calefacción, los cuales serán bombas de calor reversibles.

Por otra parte, la variabilidad de la demanda térmica (y por tanto eléctrica) del edificio diferencia a este proyecto respecto al resto que tratan sobre dimensionados de instalaciones fotovoltaicas, en los cuales la demanda eléctrica suele tener un carácter aproximadamente constante a lo largo del año.

Resumiendo estos tres hechos, este proyecto se presenta muy atractivo y motivador para el autor, el cual ha puesto lo mejor de sí mismo en su desarrollo para ayudar lo máximo posible al progreso de la energía fotovoltaica, pues parece que será uno de los componentes claves para la producción de energía en el futuro.

## **1.2. Objetivo**

El objetivo del presente proyecto es calcular, diseñar y evaluar la producción de electricidad fotovoltaica para alimentar sistemas de refrigeración y calefacción con bomba de calor reversible. El cálculo incluirá la evaluación de la fuente de energía (la energía solar), la determinación del área de módulos fotovoltaicos y el dimensionado y especificación de los reguladores de carga, el sistema de almacenamiento mediante baterías y los inversores que transformarán la corriente continua producida en corriente alterna para alimentar a la carga.

El sistema de refrigeración y calefacción prestará servicio al edificio de un hotel. El proyecto se centrará en la producción de calor y frío con bomba de calor reversible de compresión mecánica de vapor, funcionando como bomba de calor a lo largo de la temporada de calefacción y como sistema para la producción de frío durante la temporada de refrigeración. La bomba de calor reversible será de alimentación eléctrica, diseñando la instalación fotovoltaica para la producción de electricidad que alimentará a la bomba de calor.

En resumen, se trata de diseñar un sistema de refrigeración y calefacción solar a través de la conversión fotovoltaica de la energía solar.

## **1.3. Metodología y fases del proyecto**

En este apartado se exponen las fases de desarrollo que se llevarán a cabo durante el presente proyecto.

1. En el Capítulo 1 se proporciona información sobre la motivación que lleva al autor a trabajar en este campo, explicando tanto las situaciones económicas como tecnológicas. Además, se describirá el edificio bajo estudio para el que se diseñará la instalación fotovoltaica.

2. En el Capítulo 2 se determinará la carga térmica máxima del edificio tanto para la temporada de refrigeración como para la de calefacción. Una vez obtenido dicho valor, se realizará un cálculo mediante programación informática para la obtener la demanda térmica a lo largo de la temporada de refrigeración y calefacción.
3. A partir de los valores calculados en el Capítulo 2, en el Capítulo 3 seleccionaremos la bomba de calor reversible a partir de un catálogo comercial, explicando previamente el ciclo de compresión mecánica simple y la inversión del mismo para el funcionamiento reversible de la bomba de calor.
4. Durante el Capítulo 4 se presentarán los conceptos básicos de la conversión fotovoltaica de la energía solar, describiendo detalladamente la tecnología del módulo fotovoltaico y los demás componentes que formarán el sistema: regulador de carga, baterías e inversores. También se expondrán las pérdidas del sistema, proporcionando para cada componente la expresión de su rendimiento.
5. A lo largo del Capítulo 5 se llevará a cabo el dimensionado del sistema fotovoltaico, siendo el punto central del mismo el cálculo del área de módulos fotovoltaicos. A partir de los valores de radiación solar correspondientes al día de máxima carga térmica evaluaremos el recurso energético por unidad de área. En función de lo expuesto en el Capítulo 4, se determinará el rendimiento global del sistema fotovoltaico para obtener el área óptima de módulos. Compararemos este valor con el área disponible en el edificio para determinar el área que tendrá el campo fotovoltaico. Posteriormente se dimensionarán el resto de componentes de la instalación: el sistema de almacenamiento, los reguladores de carga y los inversores. Finalmente, se representará el esquema de la instalación diseñada.
6. En el Capítulo 6 se realizará una simulación mediante programación informática de la demanda de electricidad del edificio (bomba de calor reversible) y de la producción fotovoltaica del sistema diseñado, para evaluar el grado de cobertura de la demanda eléctrica que tendrá nuestro sistema en ambas temporadas. Para ello, también se determinará la electricidad de red que será necesaria o el almacenamiento de energía producido, según corresponda.
7. A partir de los resultados de la simulación para la temporada, en el Capítulo 7 se determinará la reducción del impacto medioambiental, calculando la cantidad de CO<sub>2</sub> que se evitaría emitir a la atmósfera mediante la producción de electricidad con la instalación fotovoltaica diseñada en lugar de la alimentación convencional con electricidad de red.
8. Antes de concluir, en el Capítulo 8 presentará un estudio económico de la instalación diseñada, el cual comprenderá la inversión inicial y el periodo de amortización.

9. Finalmente, el Capítulo 9 resumirá las conclusiones basadas en los resultados obtenidos a lo largo del proyecto.

## 1.4. Descripción del edificio

El edificio para el cual se prestará servicio de refrigeración y calefacción será un hotel. El diseño que plantearemos estará inspirado en el Hotel AB Rivas, situado en la localidad de Rivas-Vaciamadrid (Madrid), respecto al cual haremos una serie de simplificaciones de diseño para facilitar los cálculos.

El hotel que planteamos en este proyecto cuenta con un total de 84 habitaciones, distribuidas en 4 plantas, teniendo cada planta 21 habitaciones. Las habitaciones son todas habitaciones dobles, con 2 camas individuales o una cama de matrimonio, y un baño. Cada habitación cuenta con una ventana de unos 1,45 m<sup>2</sup> totales. La superficie de cada habitación es de 20 m<sup>2</sup>, aproximadamente.

En la planta baja del hotel se encuentra la zona de recepción, el bar-restaurante, 2 salas de reuniones y un pequeño gimnasio. La cubierta del hotel se considera despejada y orientada al Sur, y tiene unas dimensiones de 45 x 15 metros. Las dimensiones exteriores del edificio son de 45 metros de largo, 15 metros de ancho y unos 18 metros de alto.

La composición de los cerramientos se describirá con detalle en el Capítulo 2.

En las siguientes figuras se puede observar un esquema del edificio.



**Figura 1.7. Esquema del hotel. Fachada principal**



***Figura 1.8. Esquema del hotel. Fachada posterior***

## Capítulo 2. Carga y Demanda Térmica

### 2.1. Definición de Carga Térmica

La carga térmica se puede definir como la potencia térmica de calentamiento o refrigeración requerida por un edificio, en un instante determinado, para conseguir mantener unas condiciones térmicas interiores determinadas.

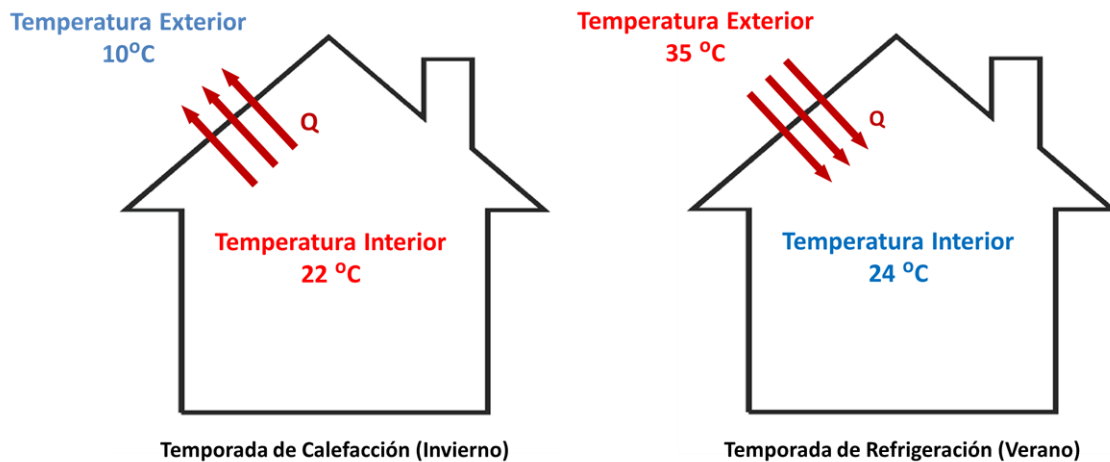
El objetivo de su cálculo consiste en lograr un correcto dimensionamiento de la instalación, ya que la finalidad de nuestro sistema será conseguir satisfacer dicha carga térmica la mayor cantidad de tiempo posible.

Dependiendo de la aplicación de nuestro sistema nos encontraremos ante distintos tipos de cálculos de cargas térmicas. La aplicación que nos atañe en este proyecto es el  **acondicionamiento de aire** , ya que el objetivo del proyecto es calcular y diseñar un sistema fotovoltaico para alimentar sistemas de  **refrigeración y calefacción** .

El cálculo de la carga térmica para ambas es prácticamente igual y se basa en un balance de pérdidas y ganancias de calor, tanto sensibles (que afectan a la temperatura del aire) como latentes (afectan a la humedad). Sin embargo, algunos de los términos que forman parte de este balance pueden ser favorables o desfavorables para nuestra instalación dependiendo de la temporada del año en la que nos encontremos: refrigeración en verano y calefacción en invierno.

Las variables que determinarán la carga térmica en nuestro caso son las condiciones exteriores e interiores del edificio y, además, de la composición de los cerramientos del edificio, las cuales estudiaremos más adelante. Las condiciones climáticas exteriores dependen de la meteorología y no las podemos controlar. Sin embargo, las condiciones interiores serán las que fijemos en el cálculo de la carga térmica. Además, estas condiciones están quedadas establecidas en el *Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE)*, el cual tiene como objetivo definir las exigencias de las instalaciones de calefacción, refrigeración y ventilación en los edificios.

En la imagen siguiente podemos observar unas condiciones exteriores e interiores típicas para la temporada de calefacción y refrigeración.



**Figura 2.1. Condiciones exteriores e interiores típicas para calefacción y refrigeración**

Se puede ver cómo las condiciones exteriores suelen oponerse a las condiciones interiores ideales del edificio. De esta forma, en invierno tendremos normalmente temperaturas más bajas en el exterior que en el interior, por lo que el flujo de calor tenderá a salir hacia afuera. Debido a esto, el sistema de climatización (calefacción) tendrá como objetivo aportar calor al interior del edificio para mantener la temperatura interior de confort.

Por el contrario, la temperatura ambiente en verano será generalmente superior a la interior que establece el *RITE*, de forma que el flujo de calor tiende a entrar al edificio. El sistema de climatización (refrigeración) deberá por tanto extraer calor del interior para garantizar las condiciones interiores.

## 2.2. Tipos de Cargas Térmicas

En este apartado se presenta una clasificación de los distintos tipos de cargas térmicas. Una primera clasificación la podemos realizar en base a las dos componentes principales de la carga térmica, las cuales son:

- **Carga térmica en régimen permanente o estacionario:** consiste en la transferencia de calor entre el interior y el exterior del espacio climatizado debido a la diferencia de temperaturas interior y exterior. Generalmente suele representar la mayor parte de la carga térmica.
- **Carga térmica en régimen dinámico o transitorio (inercia térmica):** es la debida a la inercia térmica de los muros, teniendo en cuenta sus propiedades dinámicas. Esta inercia conlleva un retardo de la variación de la temperatura interior con respecto a la exterior. Debido a esta capacidad, teniendo en cuenta la inercia térmica de los cerramientos de un edificio, puede disminuirse la necesidad de climatización con la consecuente reducción de consumo energético y de emisiones contaminantes.

Es importante mencionar que debido a las características de este proyecto no se estudiará la

carga térmica en régimen dinámico. Este tipo de carga se tiene en cuenta en instalaciones donde se producen paradas y arranques de forma continua (como, por ejemplo, en la climatización de un local comercial o una vivienda familiar). Al ser nuestro edificio de estudio un hotel, el sistema de climatización estará operativo las 24 horas del día, por lo que el interior estará siempre climatizado y **la carga térmica debida a la inercia térmica será nula**.

Una segunda clasificación atiende a los tipos de carga térmica de régimen permanente, que se dividen en:

- **Cargas térmicas de transmisión:** son las debidas a la transferencia de calor a través de la envolvente o cerramientos del edificio, es decir, el muro de fachada (paredes), el techo o cubierta, el suelo o solera, las ventanas y las puertas.
- **Cargas térmicas externas:** como son la ventilación, tanto la renovación (ventilación voluntaria) como la infiltración (ventilación involuntaria); y la radiación solar incidente sobre el edificio.
- **Cargas térmicas internas:** se deben a la presencia de ocupantes en el interior, así como a la iluminación y a los equipos o motores que pueda haber.

Cada uno de estos tipos de cargas supone una pérdida o ganancia de calor en el sistema, dependiendo de la aplicación y temporada en la que nos encontremos. Las cargas térmicas internas, por ejemplo, suponen un aporte de calor que resulta favorable en la temporada de calefacción, mientras que en refrigeración constituyen un calor adicional que hay que extraer del sistema.

**NOTA:** Debido a la complejidad del cálculo la carga térmica debida a la radiación solar y al no ser el cálculo detallado de la carga térmica el principal objetivo de este proyecto, prescindiremos de su cálculo. Para ello, necesitaríamos la radiación solar sobre los planos verticales del edificio, lo cual requiere un complejo cálculo a partir de la radiación horizontal. Además, en calefacción es una ganancia, por lo que el impacto sobre esta temporada será pequeño. Aun así, una vez obtenida la carga térmica máxima consideraremos un coeficiente de seguridad para tener en cuenta simplificaciones de este estilo.

### 2.3. Datos preliminares y procedimiento de cálculo de los parámetros característicos de la envolvente

Antes de proceder a realizar los correspondientes cálculos de las cargas térmicas en régimen permanente conviene detallar una serie de datos que utilizaremos en los siguientes apartados, además de explicar el procedimiento de cálculo que se seguirá para obtener los parámetros característicos de la envolvente de nuestro edificio.

El primer paso es indicar la zona climática en la que se encuentra el edificio. Nuestro modelo de hotel está inspirado en el Hotel AB Rivas, situado en Rivas-Vaciamadrid (Madrid). Por otro lado, los datos meteorológicos de los que se dispone han sido tomados por una estación

meteorológica situada en la Planta Experimental de Energía Solar del Instituto Eduardo Torroja de Ciencias de la Construcción (CSIC), localizada en La Poveda, Arganda del Rey (Madrid), a escasos 8 km de la localización del hotel real. Por tanto, tomaremos como zona climática la correspondiente a la provincia de Madrid.

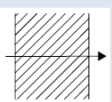
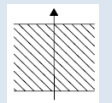
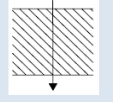
El documento del que se obtiene la zona climática de una localidad es el *Documento Básico HE de Ahorro de Energía (2013)*. En la *Sección HE1, Apéndice B* del documento se indica que la zona climática de Madrid es la D3.

Esta zona climática nos servirá, entre otras cosas, para definir los valores máximos de coeficientes globales de transferencia de calor de nuestros cerramientos (muro de fachada, cubiertas, ventanas, etc.). En la misma sección del documento, *Apéndice D*, se pueden observar estos valores máximos de transmitancias térmicas (coeficientes globales de transferencia de calor). En la siguiente tabla se muestran dichos valores para la zona climática D3.

Tipo de cerramiento	$U_{\text{lim}} \text{ (W/m}^2 \text{ K)}$
Muros de fachada y cerramientos en contacto con el terreno	0,66
Suelos	0,49
Cubiertas	0,38
Huecos y lucernarios	3,5

**Tabla 2.1. Transmitancias límite para cerramientos en la zona climática D3.**

Por otro lado, en el *Documento de Apoyo al DB-HE/1 (2013)* también podemos encontrar las resistencias térmicas de convección del aire interior y exterior en cada cerramiento, según la posición del cerramiento, dirección del flujo de calor y su situación en el edificio. Dichas resistencias de convección exteriores e interiores,  $R_{se}$  y  $R_{si}$ , respectivamente, quedan recogidas en la siguiente tabla y serán utilizadas en cálculos con posterioridad.

Posición del cerramiento y sentido del flujo de calor		$R_{se} \text{ (m}^2 \text{ K/W)}$	$R_{si} \text{ (m}^2 \text{ K/W)}$
Cerramientos verticales o con pendiente sobre la horizontal $> 60^\circ$ y flujo horizontal		0,04	0,13
Cerramiento horizontal o con pendiente sobre la horizontal $\leq 60^\circ$ y flujo ascendente		0,04	0,1
Cerramientos horizontales y flujo descendente		0,04	0,17

**Tabla 2.2. Resistencias térmicas superficiales de cerramientos en contacto con el aire exterior**

En el *Documento de Apoyo* también se pueden ver las resistencias térmicas de las cámaras de aire (sin ventilar) en función de su espesor y su orientación. Estos valores los necesitaremos también en cálculos posteriores.



Espesor (cm)	R (m <sup>2</sup> K/W)	
	Horizontal	Vertical
1	0,15	0,15
2	0,16	0,17
5	0,16	0,18

**Tabla 2.3. Resistencias térmicas de cámaras de aire sin ventilar**

**NOTA:** De aquí en adelante se empleará el término de “transmitancia térmica” para designar al coeficiente global de transferencia de calor de cada tipo de cerramiento, siguiendo la nomenclatura del *Documento Básico HE de Ahorro de Energía*.

A continuación se explicará el procedimiento de cálculo de los parámetros característicos de los diferentes cerramientos de la envolvente del edificio de estudio. Para ello, seguiremos la metodología propuesta en el *Documento de Apoyo al DB-HE/1 (2013)* para cerramientos en contacto con el aire exterior.

La transmitancia térmica, también conocida como coeficiente global de transferencia de calor,  $U$  (W/m<sup>2</sup> K) viene dada por la expresión:

$$U = \frac{1}{R_T} \quad (2.1)$$

siendo,

- $R_T$  la resistencia térmica total del elemento constructivo  $\left(\frac{m^2 K}{W}\right)$ .

La resistencia térmica total de un componente constituido por capas de material homogéneas se calcula mediante la ecuación:

$$R_T = R_{si} + R_1 + R_2 + \dots + R_n + R_{se} \quad (2.2)$$

siendo,

- $R_{si}$  y  $R_{se}$  las resistencias térmicas superficiales interior y exterior, respectivamente, tomadas de la *Tabla 2.2*  $\left(\frac{m^2 K}{W}\right)$ .
- $R_1, R_2, \dots, R_n$  las resistencias térmicas de conducción de cada componente del cerramiento  $\left(\frac{m^2 K}{W}\right)$ .

Las resistencias térmicas de cada capa de material que compone el cerramiento quedan definidas por la expresión:

$$R_i = \frac{e_i}{k_i} \quad (2.3)$$

siendo,

- $e_i$  el espesor de la capa  $i$  del cerramiento (m).

- $k_i$  la conductividad térmica del material de la capa  $i$   $\left(\frac{W}{m K}\right)$ .

Para cerramientos en contacto con el terreno (suelos) también se propondrá un método simplificado de cálculo que se comentará con mayor detalle en el apartado correspondiente.

## 2.4. Cálculo de las transmitancias térmicas de los cerramientos del edificio

Para calcular las cargas térmicas de transmisión necesitamos primero los valores de las resistencias térmicas y de la transmitancia térmica de cada cerramiento de la envolvente del edificio. A continuación se expone una composición de los mismos, siendo esta de carácter general y basándonos en lo observado a simple vista en el edificio. En base a esta composición, se calculará para cada cerramiento su resistencia y transmitancia térmica total, teniendo en cuenta lo expuesto en el apartado anterior.

En las siguientes tablas, de arriba abajo, se encuentran ordenadas las capas de material de cada cerramiento del interior al exterior del edificio. Junto a ellas se indica su espesor,  $e(m)$ ; su conductividad térmica,  $k\left(\frac{W}{m K}\right)$ ; y su resistencia térmica  $R\left(\frac{m^2 K}{W}\right)$ . Finalmente se calcula la resistencia térmica total del cerramiento,  $R_T$ , y la transmitancia térmica o coeficiente global de transferencia de calor,  $U\left(\frac{W}{m^2 K}\right)$ .

Los valores de conductividad térmica de cada material serán tomados del *Catálogo de Elementos Constructivos del Código Técnico de la Edificación (CAT-EC, 2010)*. También se añaden las resistencias superficiales de convección interior y exterior según la dirección del flujo de calor, mencionadas anteriormente en la *Tabla 2.2*, así como las resistencias de las cámaras de aire de la *Tabla 2.3*.

### 2.4.1. Fachada

El muro de la fachada se compone de un enlucido de yeso, ladrillo perforado, un aislante de poliestireno expandido de tipo V y hormigón.

Material	e (m)	k (W/m K)	R = e/k (m <sup>2</sup> K/W)
Conv. Interior (Flujo Horizontal)	-	-	0,13
Enlucido de yeso	0,03	0,3	0,10
Ladrillo Perforado	0,26	0,553	0,47
Poliestireno Expandido	0,1	0,033	3,03
Hormigón	0,2	1,65	0,12
Conv. Exterior (Flujo Horizontal)	-	-	0,04
<b>R<sub>T</sub> (m<sup>2</sup> K/W)</b>			<b>3,89</b>
<b>U (W/m<sup>2</sup> K)</b>			<b>0,26</b>

**Tabla 2.4. Composición y propiedades del muro de fachada**

Se observa que se obtiene un valor de transmitancia térmica para la fachada bastante menor que el valor límite para dicho cerramiento expuesto en el Documento Básico HE.

$$U_{fachada} = 0,26 \frac{W}{m^2 K} < U_{\lim fachada} = 0,66 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.4)$$

#### 2.4.2. Cubierta

La composición de la cubierta se divide en: un enlucido de yeso, un forjado unidireccional (entrevigado cerámico), una capa de aislante de poliestireno extruido XPS (expandido con CO<sub>2</sub>), una lámina bituminosa o tela asfática que tiene como objetivo impermeabilizar la superficie del tejado, y por último una capa de arena y grava.

Material	e (m)	k (W/m K)	R = e/k (m <sup>2</sup> K/W)
Convección Interior (Flujo Ascendente)	-	-	0,10
Enlucido de yeso	0,03	0,3	0,10
Forjado Unidireccional - Entrevigado cerámico	0,3	0,937	0,32
Poliestireno Extruido XPS (expandido con CO <sub>2</sub> )	0,1	0,034	2,94
Lámina bituminosa	0,01	0,19	0,05
Arena y grava	0,1	2	0,05
Convección Exterior (Flujo Ascendente)	-	-	0,04
R <sub>T</sub> (m <sup>2</sup> K/W)			3,60
U (W/m <sup>2</sup> K)			0,28

**Tabla 2.5. Composición y propiedades de la cubierta**

En la cubierta también se comprueba que no se supera el valor límite de transmitancia térmica para cubiertas:

$$U_{cubierta} = 0,28 \frac{W}{m^2 K} < U_{\lim cubiertas} = 0,38 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.5)$$

#### 2.4.3. Ventanas

El edificio tiene 84 ventanas correspondientes a las 84 habitaciones y otras 7 ventanas en la zona de escaleras, haciendo un total de 91 ventanas. Aparte, en la planta baja del edificio también hay ventanas en las salas de reuniones y en la zona de la cafetería-restaurante, las cuales, a pesar de ser un poco diferentes respecto a las de las habitaciones, consideraremos iguales para simplificar los cálculos. Cada una de ellas se compone de: el propio acristalamiento de vidrio, un marco interior y un marco exterior de PVC. En la imagen que se muestra a continuación se puede ver una ventana típica de estas características.



**Figura 2.2. Ventana de doble acristalamiento con marco de PVC. Fuente: Deceuninck**

#### **2.4.3.2. Acristalamiento de vidrio**

Las ventanas son de doble acristalamiento de tipo 4-12-4, lo cual quiere decir que se componen de un vidrio templado de 4 mm de espesor, una cámara de aire de 12 mm de espesor y otro vidrio templado de 4 mm. Con este tipo de acristalamiento, la transferencia de calor de un vidrio a otro tiene que atravesar la cámara de aire, de muy baja conductividad térmica, con lo que se consigue un aumento de las propiedades aislantes de la ventana.

#### **2.4.3.3. Marcos Interior y Exterior**

El marco interior corresponde con la parte móvil que sujeta al cristal, mientras que el marco exterior es la parte de la ventana que queda fija en el muro y sobre la que se desplaza el marco interior junto al acristalamiento cuando se abre o se cierra la ventana. El material de estos marcos es PVC, con el cual, generalmente, se consigue un mejor aislamiento que con otros materiales típicos de estos marcos, como pueden ser el aluminio o la madera.

Además, como se puede observar en la figura, los perfiles de estos marcos cuentan con unas cámaras de aire internas con las que se consigue la rotura de puente térmico, reduciendo de manera considerable la transmisión de calor a través de la ventana.

#### **2.4.3.4. Propiedades del acristalamiento y del marco**

Dada las cámaras de aire de los perfiles y la complicada geometría de este tipo de ventanas, no tendría mucho sentido dar un espesor de cada componente para calcular la transmitancia térmica. Para ello, en el *Catálogo de Elementos Constructivos del Código Técnico de la Edificación* se tabulan los valores de estos componentes, separando el acristalamiento y los marcos. Por tanto, nos limitaremos a indicar y utilizar dichos valores. En nuestro caso, la fracción de superficie de marco respecto al total de la ventana es aproximadamente del 30%, por lo que tendremos una transmitancia del acristalamiento de vidrio 4-12-4 de  $2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ , la cual vemos que es inferior al límite expuesto por el *Documento Básico HE*:

$$U_{\text{vidrio}} = 2,5 \frac{W}{m^2 K} < U_{\text{lím lucernarios}} = 3,5 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.6)$$

Por otro lado, la transmitancia térmica para los marcos de PVC de tres cámaras de aire (en el perfil de la ventana para conseguir la rotura de puente térmico) también es inferior al valor límite:

$$U_{\text{marco}} = 1,8 \frac{W}{m^2 K} < U_{\text{lím lucernarios}} = 3,5 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.7)$$

#### 2.4.4. Suelo

En el *Documento de Apoyo al DB-HE/1* se expone un método de cálculo para la transmitancia de cerramientos en contacto con el terreno en función de las características del mismo. Aun así, para el cálculo de la transmisión de calor a través del suelo se decide introducir el concepto de coeficiente de transmisión térmica lineal,  $k_{\text{lineal}} \left( \frac{W}{m K} \right)$ , expuesto en la *Norma Básica de la Edificación NBE-CT-79 (Anexo 2, Punto 2.5.2)*. Este coeficiente representa el flujo de calor que sale del edificio por metro de perímetro exterior del terreno o muro considerado y por 1 °C de diferencia de temperatura entre el interior del local y el ambiente exterior.

De esta forma, la norma ofrece una tabla de coeficientes de transmisión térmica lineal, el cual se obtiene en función del ancho de la banda de aislamiento perimétrico,  $a$  (m) y de la resistencia térmica del aislante  $R_a \left( \frac{m^2 K}{W} \right)$ . Por tanto necesitamos calcular la resistencia térmica del aislante y dar un valor del ancho de banda del aislamiento.

El aislante utilizado en la solera es Poliestireno extruido (expandido con CO<sub>2</sub>), con un espesor,  $e_a$ , de 6 cm y una conductividad térmica,  $k_a$ , de 0,034 W/m K. Por tanto, su resistencia térmica será:

$$R_a = \frac{e_a}{k_a} = 1,76 \frac{m^2 K}{W} \quad (2.8)$$

Por otro lado, el ancho de banda escogido para el aislamiento,  $a$ , es de 0,6 m.

$$a = 0,6 \text{ m} \quad (2.9)$$

Con estos datos y acudiendo a la tabla de la norma *NBE-CT-79* ya podemos determinar el coeficiente de transmisión térmica lineal,  $k_{\text{lineal}}$ , obteniendo:

$$k_{\text{lineal}} = 1,04 \frac{W}{m K} \quad (2.10)$$

Una vez tenemos el coeficiente de transmisión lineal podemos calcular la transmitancia térmica del suelo,  $U$ , (K siguiendo la nomenclatura de la *NBE-CT-79*) a través de la siguiente

fórmula:

$$U = \frac{k_{lineal} \cdot L}{S} \quad (2.11)$$

siendo,

- $L$  la longitud del perímetro del cerramiento ( $m$ ).
- $S$  la superficie de la solera ( $m^2$ ).

Siendo nuestra solera de planta rectangular de dimensiones 45x15 m, tendremos una longitud de perímetro de 120 m y una superficie de 675  $m^2$ . Por tanto, la transmitancia térmica de total del suelo será:

$$U = \frac{1,04 \frac{W}{m K} \cdot 120 m}{675 m^2} = 0,185 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.12)$$

Si volvemos a observar los valores máximos de transmitancias vemos que una vez más se respeta el valor límite.

$$U_{suelo} = 0,185 \frac{W}{m^2 K} < U_{lim\ suelo} = 0,49 \frac{W}{m^2 K} \quad (2.13)$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados de transmitancias térmicas obtenidos, así como el área total de cada tipo de cerramiento. Estos valores serán los que utilizaremos en los apartados posteriores para calcular la carga y la demanda térmica del edificio.

**NOTA:** El área considerada para cada tipo de cerramiento corresponden con el **área exterior** de los mismos, pues es la que se encuentra en contacto con el aire exterior y es a través de ella por donde se realiza la transferencia de calor con el exterior.

Cerramiento	U ( $W/m^2 K$ )	Área ( $m^2$ )	U·A ( $W/K$ )
Fachada	0,26	1.905,5	490
Cubierta	0,28	675	187
Ventanas			
Vidrio	2,5	162,4	406
Marco PVC	1,8	69,6	125
Suelo	0,185	675	125
U·A total			1.333

**Tabla 2.6. Transmitancias térmicas y área de los cerramientos del edificio**

El producto  $U \cdot A_{total}$  es el parámetro que mejor representa la capacidad aislante de la envolvente del edificio, pues en él no solo está considerada la transmitancia térmica sino que también se contabiliza el área de los distintos cerramientos. Este valor representa el calor (W) que se transmiten a través de la envolvente de nuestro edificio por cada  $^{\circ}C$  de diferencia entre

la temperatura interior y exterior. De esta forma, vemos que en nuestro edificio se transmitirán en torno a 1,33 KW a través de la envolvente por cada °C de diferencia entre la temperatura interior y exterior. Este calor se perderá en la temporada de calefacción (invierno) y se ganará en refrigeración (verano). Por tanto, el cálculo de la carga térmica nos permitirá conocer el calor que tendremos que aportar al interior del hotel en la temporada de calefacción o extraer en el caso de la temporada de refrigeración.

## 2.5. Cálculo de la carga térmica máxima en régimen permanente

Como se comentó con anterioridad, en nuestro edificio podemos considerar la inercia térmica nula. Entonces, nuestra carga térmica total corresponderá con la carga térmica en régimen permanente. Una vez calculadas las transmitancias térmicas y conociendo las áreas de transferencia de calor de cada cerramiento del edificio, en este apartado se expondrá el procedimiento de cálculo de las cargas térmicas utilizado, y se calculará su valor máximo para las temporadas de refrigeración y calefacción. Para ello nos apoyaremos en las normas y reglamentos que regulan este tipo de instalaciones y los cálculos para su dimensionado.

El primer paso será explicar el método de cálculo y las expresiones que utilizaremos para calcular las diferentes componentes de la carga térmica en régimen permanente.

### 2.5.1. Carga térmica de transmisión

Como se introdujo en apartados anteriores, la carga térmica de transmisión es la potencia térmica que se transfiere entre el interior y el exterior del edificio a través de su envolvente térmica formada por distintos tipos de cerramientos. Una vez obtenidos las transmitancias térmicas y conociendo las áreas de transferencia de calor de cada cerramiento del edificio podemos proceder a calcular la carga térmica de transmisión. La expresión para calcular la carga térmica por transmisión es la siguiente:

$$Q_{transmisión} = \sum U_i \cdot A_i \cdot (T_{int} - T_{ext}) \quad (2.14)$$

siendo,

- $U_i$  la transmitancia térmica del cerramiento "i" ( $\frac{W}{m^2K}$ ).
- $A_i$  el área exterior de intercambio de calor del cerramiento "i" ( $m^2$ ).
- $T_{int}$  la temperatura interior del edificio ( $^{\circ}C$ ).
- $T_{ext}$  la temperatura exterior del edificio ( $^{\circ}C$ ).

Si analizamos las variables de la ecuación podemos ver que  $U_i$  y  $A_i$  son constantes para cada cerramiento (podemos considerar también el valor  $U \cdot A_{total}$  del edificio). El valor de la temperatura interior queda establecido en el *Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE)*. En la *Instrucción Técnica 1.1.4.1.2. Temperatura operativa y humedad relativa* se indican las condiciones interiores de diseño de la temperatura operativa y la humedad

relativa.

Estación	Temperatura operativa (°C)	Humedad relativa (%)
Verano	23...25	45...60
Invierno	21...23	40...50

**Tabla 2.7. Condiciones interiores de diseño fijadas por el RITE**

Para nuestros cálculos escogeremos unos valores de temperatura interior y humedad relativos medios entre los que se proponen en el RITE. De esta forma tendremos:

Estación	Temperatura operativa (°C)	Humedad relativa (%)
Verano	24	50
Invierno	22	45

**Tabla 2.8. Condiciones interiores de diseño escogidas**

Sin embargo, la temperatura exterior es variable a lo largo del día, por lo que la carga térmica irá variando a lo largo del día según lo haga la temperatura ambiente exterior. Sin embargo, para el cálculo de la carga térmica máxima y el dimensionado de la instalación escogeremos una temperatura exterior: mínima en la temporada de calefacción y máxima en la de refrigeración. Seguiremos para ello las normas *UNE 100001* y *UNE 100014*. La *UNE 100001* expone las condiciones climáticas exteriores para proyectos de climatización en diversas localidades españolas. La *UNE 100014* indica las condiciones exteriores de cálculo que se han de escoger para instalaciones de climatización.

Según la norma *UNE 100014* y considerando el uso de nuestro edificio, para el cálculo de cargas térmicas máximas en invierno se debe considerar la temperatura seca exterior correspondiente a un nivel percentil estacional, NPE, del 97,5 % (porcentaje del número de horas durante las cuales la temperatura ambiente es igual o superior a la indicada). En la norma *UNE 100001* se puede ver dicha temperatura para Madrid, la cual es de -3,7 °C.

Para el cálculo de cargas térmicas máximas en verano la temperatura seca y húmeda a considerar son las correspondientes a un NPE del 2,5 %. Acudiendo a la norma *UNE 100001* obtenemos que en Madrid estas temperaturas son de 35 °C y 21,8 °C, respectivamente.

Para el cálculo de las cargas térmicas en este apartado consideraremos estas temperaturas exteriores en cada una de las temporadas correspondientes.

En las siguientes tablas quedan recogidas las cargas de transmisión para las temporadas de refrigeración y calefacción, calculadas mediante la ecuación (2.14) y con las temperaturas arriba mencionadas. En ellas se indican las componentes correspondientes a cada cerramiento junto con sus correspondientes transmitancias y áreas, así como su desglose en el caso de las ventanas. También se indica la carga térmica total de transmisión, suma de las cargas de todos los cerramientos.



Cerramiento	U (W/m <sup>2</sup> K)	Área (m <sup>2</sup> )	$\Delta T = T_{int} - T_{ext}$ (°C)	$Q_{trans} = U \cdot A \cdot \Delta T$ (W)
Fachada	0,26	1905,5	-11	-5.386
Cubierta	0,28	675	-11	-2.060
Ventanas				-5.844
Vidrio	2,5	162,4	-11	-4.466
Marco PVC	1,8	69,6	-11	-1.378
Suelo	0,185	675	-11	-1.373
<b>Q<sub>trans</sub> REF</b>				<b>-14.663</b>

**Tabla 2.9. Carga térmica de transmisión. Temporada de Refrigeración**

Cerramiento	U (W/m <sup>2</sup> K)	Área (m <sup>2</sup> )	$\Delta T = T_{int} - T_{ext}$ (°C)	$Q_{trans} = U \cdot A \cdot \Delta T$ (W)
Fachada	0,26	1905,5	25,7	12.584
Cubierta	0,28	675	25,7	4.813
Ventanas				13.654
Vidrio	2,5	162,4	25,7	10.434
Marco PVC	1,8	69,6	25,7	3.220
Suelo	0,185	675	25,7	3.207
<b>Q<sub>trans</sub> CAL</b>				<b>34.258</b>

**Tabla 2.10. Carga térmica de transmisión. Temporada de Calefacción**

Se puede ver que los valores obtenidos de carga térmica total de transmisión para cada temporada son:

$$Q_{transmisión\ REF} = -14.663\ W \quad (2.15)$$

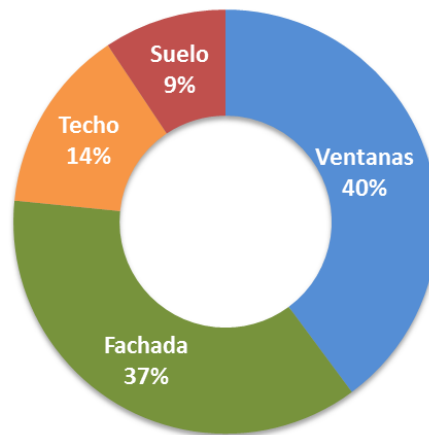
$$Q_{transmisión\ CAL} = 34.258\ W \quad (2.16)$$

**NOTA:** Dada nuestra ecuación de carga térmica y el orden de las temperaturas interior y exterior que hemos considerado en el término de diferencia de temperaturas en ella,  $(T_{int} - T_{ext})$ , obtenemos una carga negativa para refrigeración y positiva para calefacción, debido a las temperaturas consideradas para cada temporada. De esta forma, **los valores negativos significarán que tendremos que extraer calor del edificio** para mantener las condiciones interiores de diseño. Por el contrario, los positivos **significarán que tendremos que aportar calor al edificio** para mantener las condiciones interiores.

**NOTA:** De aquí en adelante emplearemos el subíndice “REF” para referirnos a la temporada de refrigeración y “CAL” cuando nos refiramos a la temporada de calefacción.

Si nos fijamos en el porcentaje de carga térmica correspondiente a cada componente de la envolvente térmica tenemos los siguientes resultados para ambas temporadas:

### Distribución de la Carga Térmica de Transmisión



**Figura 2.3. Distribución de la carga térmica de transmisión**

Se puede ver como la mayor parte de la carga de transmisión corresponde a las ventanas, ya que a pesar de que sus elementos tienen las menores áreas de transmisión es el cerramiento con mayor transmitancia térmica, muy superior al del resto de componentes de la envolvente del edificio. Después le sigue el muro de la fachada, que posee el valor más alto de área de intercambio de calor con el exterior, lo que le hace tener el segundo mayor valor del producto U·A, representando aproximadamente un tercio de la carga térmica de transmisión. Por último tenemos la cubierta y el suelo, ambos con el mismo área de transferencia de calor pero siendo ligeramente mayor la transmitancia de la cubierta en este caso. En el caso de estos dos últimos cerramientos se observa que representan una pequeña parte de la carga de transmisión.

#### **2.5.2. Carga térmica de ventilación**

La carga térmica de ventilación representa la potencia que se requiere para que el flujo de aire proveniente del exterior alcance la temperatura interior. Esto es obviamente, tanto en el caso de calefacción como en el de refrigeración, una pérdida de potencia térmica. En calefacción, el aire exterior está a una temperatura inferior a la interior, por lo que la ventilación hará que perdamos calor. En refrigeración, ocurre al revés, el aire exterior está más caliente que el interior del edificio y la ventilación hará que introduzcamos calor al interior cuando lo que nos interesa es extraerlo.

A pesar de ello, la ventilación de los recintos es necesaria para cumplir con las condiciones de calidad del aire interior expuestas en el *Documento Básico HS de Salubridad (Sección HS3, Calidad del Aire Interior)* y en el RITE (*Instrucción Técnica 1.1.4.2. Exigencia de calidad del aire interior*).

La carga térmica de ventilación tiene dos componentes: la carga de renovación o ventilación voluntaria y la carga de infiltración o ventilación involuntaria, tal y como muestra la siguiente ecuación:

$$Q_{\text{ventilación}} = Q_{\text{renovación}} + Q_{\text{infiltración}} \quad (2.17)$$

### 2.5.2.1. Carga térmica de renovación (ventilación voluntaria)

Esta carga representa la ventilación voluntaria de aire en las estancias del edificio y es a la que hacen alusión los documentos arriba mencionados para alcanzar las condiciones de calidad de aire interior.

Además, podemos diferenciar dos componentes: la carga sensible y la carga latente. La carga sensible es la debida a una variación de temperatura, mientras que la carga sensible se debe a una variación en la humedad del aire.

$$Q_{\text{renovación}} = Q_{\text{renovación sens}} + Q_{\text{renovación lat}} \quad (2.18)$$

Para el cálculo de la carga térmica máxima consideraremos ambas componentes, explicando cómo se calcula la carga sensible y latente. Sin embargo, **para la simulación de toda la temporada que haremos posteriormente solo incluiremos la componente sensible, dado que no estudiaremos la deshumidificación.** Para compensar esta simplificación, una vez tengamos la carga térmica máxima, aplicaremos un factor de seguridad que garantice que nuestra máquina frigorífica/bomba de calor quede correctamente dimensionada y pueda absorber términos como la radiación solar o la carga de ventilación latente.

La carga térmica sensible de renovación se puede definir a través de la siguiente expresión:

$$Q_{\text{renovación sens}} = \dot{V}_{\text{vent}} \cdot \rho_{\text{aire}} \cdot c_{p_{\text{aire}}} \cdot (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \quad (2.19)$$

siendo,

- $\dot{V}_{\text{vent}}$  el caudal de ventilación  $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\right)$ .
- $\rho_{\text{aire}}$  la densidad del aire  $\left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right)$ .
- $c_{p_{\text{aire}}}$  el calor específico del aire a presión constante  $\left(\frac{\text{J}}{\text{kg K}}\right)$ .
- $T_{\text{int}}$  la temperatura interior del edificio ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{\text{ext}}$  la temperatura exterior del edificio ( $^{\circ}\text{C}$ ).

El RITE, en la *Instrucción Técnica 1.1.4.2. Exigencia de calidad del aire interior*, nos indica los caudales de aire exterior ( $\text{dm}^3/\text{s}$  por persona) exigidos en función del uso del edificio o local. Para ello, proporciona una clasificación en función de la categoría de la calidad del aire interior (IDA), que se muestra a continuación.

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

IT 1.1.4.2.2 Categorías de calidad del aire interior en función del uso de los edificios

En función del uso del edificio o local, la categoría de calidad del aire interior (IDA) que se deberá alcanzar será, como mínimo, la siguiente:

IDA 1 (aire de óptima calidad): hospitales, clínicas, laboratorios y guarderías.

IDA 2 (aire de buena calidad): oficinas, residencias (locales comunes de hoteles y similares, residencias de ancianos y de estudiantes), salas de lectura, museos, salas de tribunales, aulas de enseñanza y asimilables y piscinas.

IDA 3 (aire de calidad media): edificios comerciales, cines, teatros, salones de actos, habitaciones de hoteles y similares, restaurantes, cafeterías, bares, salas de fiestas, gimnasios, locales para el deporte (salvo piscinas) y salas de ordenadores.

IDA 4 (aire de calidad baja)

Categoría	dm <sup>3</sup> /s por persona
IDA 1	20
IDA 2	12,5
IDA 3	8
IDA 4	5

**Tabla 2.11. Caudales de aire exterior exigidos. Fuente: RITE**

Para calcular el caudal de aire de ventilación total debemos primero clasificar las diferentes estancias del hotel en función de su IDA y del número de personas que haya en ellas. Como es imposible saber con exactitud el número de personas que habrá en cada estancia en cada momento, para este cálculo supondremos la máxima ocupación para cada una de las estancias, asegurando además así la ventilación suficiente para cumplir con las exigencias. Para las habitaciones, al ser todas ellas habitaciones dobles consideraremos 2 personas por habitación. El resto de estancia las dividiremos en: zona de recepción, bar-restaurant, salas de reuniones y gimnasio. Se presenta el resumen de todas las zonas en la siguiente tabla.

Estancia	IDA	V <sub>vent</sub> (dm <sup>3</sup> /s·pers)	Nº personas	V <sub>estancia</sub> (dm <sup>3</sup> /s)
Habitaciones (84 dobles)	3	8	168	1.344
Zona de Recepción	2	12,5	10	125
Bar-Restaurante	3	8	30	240
Sala Reuniones 1	3	8	14	112
Sala Reuniones 2	3	8	25	200
Gimnasio	3	8	6	48
			<b>V<sub>total</sub> (dm<sup>3</sup>/s)</b>	<b>2.069</b>

**Tabla 2.12. Caudales de ventilación necesarios para cada estancia**

Vemos que se obtiene un caudal total de ventilación de 2.069 dm<sup>3</sup>/s o 2,069 m<sup>3</sup>/s. Para la densidad y el calor específico del aire supondremos unos valores medios de 1,2 kg/m<sup>3</sup> y 1.007 J/kg K, respectivamente. En cuanto a las temperaturas, volvemos a utilizar las establecidas por el RITE y las normas UNE y consideradas en el apartado anterior. Con estos valores ya podemos obtener la carga térmica sensible de renovación del edificio para refrigeración y calefacción.

$$Q_{renovación\ sens\ REF} = 2,069 \frac{m^3}{s} \cdot 1,2 \frac{kg}{m^3} \cdot 1007 \frac{J}{kg\ K} \cdot (24 - 35) \quad (2.20)$$

$$Q_{renovación\ sens\ REF} = -27.502\ W \quad (2.21)$$

$$Q_{renovación\ sens\ CAL} = 2,069 \frac{m^3}{s} \cdot 1,2 \frac{kg}{m^3} \cdot 1007 \frac{J}{kg\ K} \cdot [22 - (-3,7)] \quad (2.22)$$

$$Q_{renovación\ sens\ CAL} = 64.255\ W \quad (2.23)$$

De igual manera que sucedía en la carga térmica de transmisión, se obtiene una carga negativa para refrigeración y positiva para calefacción. En ambos casos se trata de una pérdida de potencia térmica que tendremos que suplir, bien aportando calor en calefacción o extrayendo en refrigeración.

Por otro lado, la expresión que utilizaremos para el cálculo de la carga latente de renovación será la siguiente:

$$Q_{renovación\ lat} = \dot{V}_{vent} \cdot \rho_{aire} \cdot h_{fg} \cdot (\omega_{int} - \omega_{ext}) \quad (2.24)$$

siendo,

- $\dot{V}_{vent}$  el caudal de ventilación  $\left(\frac{m^3}{s}\right)$ .
- $\rho_{aire}$  la densidad del aire de ventilación  $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ .
- $h_{fg}$  el calor latente de cambio de fase del agua  $\left(\frac{J}{kg}\right)$ .
- $\omega_{int}$  la relación de humedad de aire interior del edificio  $\left(\frac{kg\ agua}{kg\ aire\ seco}\right)$ .
- $\omega_{ext}$  la relación de humedad de aire exterior  $\left(\frac{kg\ agua}{kg\ aire\ seco}\right)$ .

Para calcular la carga latente de renovación volveremos a utilizar las condiciones que fijan el RITE y las normas UNE 100001 y 100014. Además, utilizaremos el diagrama psicrométrico para obtener los valores de relación de humedades que se necesitan.

Las condiciones interiores para refrigeración se habían fijado en 24 °C y 50% de humedad relativa. Para las exteriores, la temperatura seca a escoger es de 35 °C y la temperatura húmeda de 21,8 °C. En calefacción, en el interior tendremos 22 °C y 45% de humedad relativa, mientras que para el exterior son -3,7 °C de temperatura seca. Como no tenemos ningún dato de humedad exterior para calefacción en la norma UNE 100001, escogeremos un valor típico de humedad en condiciones de invierno, como puede ser una humedad relativa 85%.

Con estos valores, acudiremos al diagrama psicrométrico, situando nuestro punto correspondiente a las condiciones exteriores y el de las condiciones interiores, siendo el proceso al que se verá sometido el aire de renovación la línea que une estos 2 puntos. Se ilustran dichos estados para las dos temporadas en las siguientes figuras.

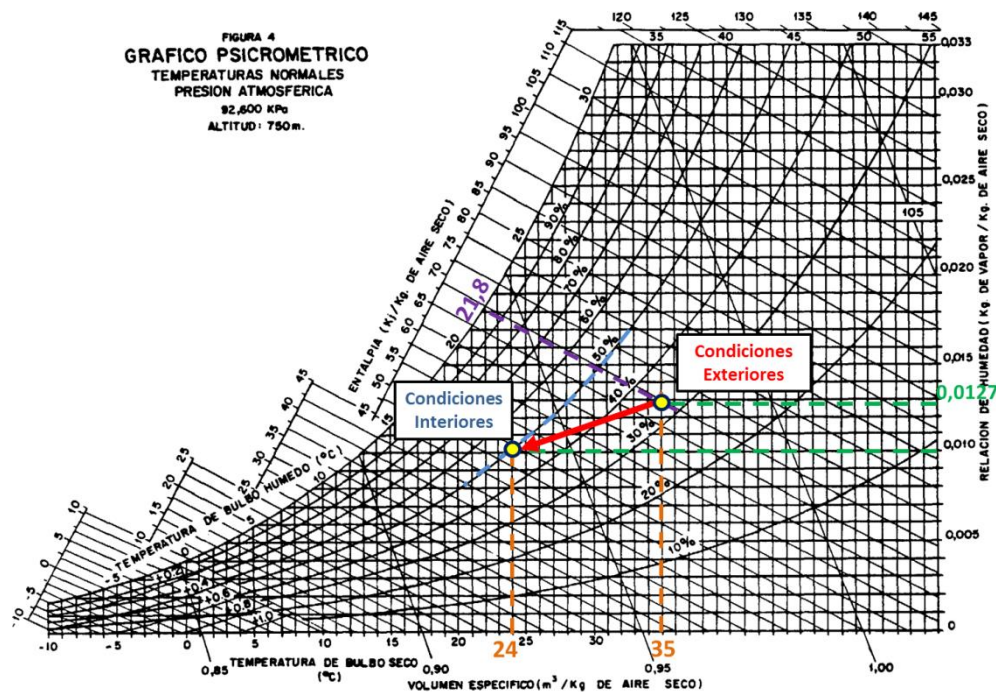


Figura 2.4. Proceso de renovación del aire. Temporada de Refrigeración

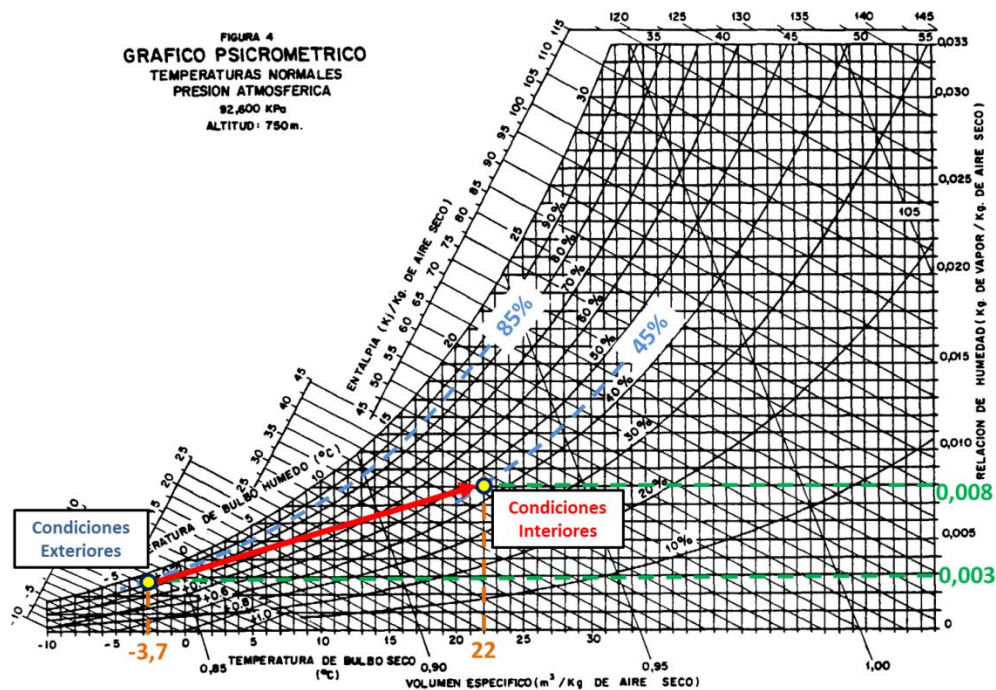


Figura 2.5. Proceso de renovación del aire. Temporada de Calefacción

En la renovación del aire en la temporada de refrigeración el aire se ve sometido a un proceso de enfriamiento y deshumidificación, por lo que tendremos que extraer calor sensible y calor latente del aire, con la consecuente pérdida de potencia térmica de refrigeración. En invierno (calefacción), el proceso que sufrirá el aire es de calentamiento y humidificación, necesitando



aportar tanto calor sensible como calor latente al interior del edificio para compensar esta pérdida de potencia térmica de calefacción. Es decir, en ambos casos la renovación del aire conllevará una pérdida de potencia térmica, ya que en verano introducir aire “caliente” hará que tengamos que extraer más calor del interior del edificio (aumento de carga térmica de refrigeración); y en invierno introducir aire “frío” hará que tengamos que aportar más calor al interior (aumento de carga térmica de calefacción).

Del diagrama psicrométrico obtenemos las relaciones de humedades para las condiciones interiores y exteriores que necesitamos para calcular la carga térmica, las cuales son:

Temporada	$\omega_{\text{int}} \text{ (kg/kg)}$	$\omega_{\text{ext}} \text{ (kg/kg)}$
Refrigeración	0,010	0,0127
Calefacción	0,008	0,003

**Tabla 2.13. Relaciones de humedades del aire interior y exterior**

Con estos valores ya podemos calcular las cargas térmicas de ventilación latentes, siguiendo la ecuación (2.24):

$$Q_{\text{renovación lat REF}} = 2,069 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 2.501.300 \frac{\text{J}}{\text{kg}} \cdot (0,01 - 0,0127) \quad (2.25)$$

$$Q_{\text{renovación lat REF}} = -16.768 \text{ W} \quad (2.26)$$

$$Q_{\text{renovación lat CAL}} = 2,069 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 1,2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 2.501.300 \frac{\text{J}}{\text{kg}} \cdot (0,008 - 0,003) \quad (2.27)$$

$$Q_{\text{renovación lat REF}} = 31.051 \text{ W} \quad (2.28)$$

Una vez calculadas las cargas de renovación sensible y latente ya podemos obtener las cargas de renovación total, como suma de ambas componentes, según la ecuación (2.18):

$$Q_{\text{renovación REF}} = -27.502 + (-16.768) \quad (2.29)$$

$$Q_{\text{renovación REF}} = -44.270 \text{ W} \quad (2.30)$$

$$Q_{\text{renovación CAL}} = 64.255 + 31.051 \quad (2.31)$$

$$Q_{\text{renovación CAL}} = 95.306 \text{ W} \quad (2.32)$$

Para un factor de ocupación máximo para cada estancia y las condiciones de temperatura mencionadas vemos que se obtiene una carga térmica máxima de renovación de -44,27 KW en refrigeración y de 95,31 KW para calefacción. Si comparamos estos valores con los de carga térmica de transmisión vemos que son mucho mayores.

Ahora bien, para hacer más efectiva la renovación del aire y reducir la carga térmica debida a la ventilación en este tipo de edificios se suelen instalar **recuperadores de energía o ERV**

(Energy Recovery Ventilators). El funcionamiento de estos equipos se basa en la transferencia de calor y humedad entre el aire exterior y el aire interior que se quiere renovar. De esta forma se consigue una reducción de carga térmica en ambas temporadas:

- **Refrigeración:** el aire caliente que entra al interior del edificio intercambia calor con el aire que sale (que se encuentra a una temperatura inferior y una humedad menor), de forma que se consigue reducir su humedad y que entre al interior del edificio más frío. El funcionamiento de este sistema en la temporada de refrigeración se puede ver esquematizado en la siguiente figura.



**Figura 2.6. Funcionamiento de un ERV en Refrigeración. Fuente: Catálogo de VänEE**

- **Calefacción:** el aire frío del exterior absorbe calor y parte humedad que le cede el aire interior que sale del edificio para conseguir aumentar su temperatura y entrar más caliente al edificio. Este funcionamiento se representa a continuación.



**Figura 2.7. Funcionamiento de un ERV en Calefacción. Fuente: Catálogo de VänEE**

En ambas temporadas el objetivo que se persigue es conseguir adaptar lo máximo posible las condiciones del aire exterior que se va a introducir al edificio a las condiciones interiores de confort establecidas, y esto se hace mediante un intercambiador de calor donde se cruzan las corrientes de aire exterior e interior. De esta forma, la carga térmica del edificio se reduce de manera considerable, con el consecuente ahorro de energía del sistema de refrigeración o calefacción. En la siguiente figura se puede observar una vista interior real de este tipo de recuperadores de energía.





**Figura 2.8. Interior de un Energy Recovery Ventilator. Fuente: Catálogo de VänEE**

Por medio de ventiladores se impulsan las corrientes de aire interior y exterior a través de un intercambiador de calor, cuyo núcleo principal suele ser de aluminio o polipropileno, donde se realiza la transferencia de calor entre ambas corrientes. En el intercambiador el aire exterior se pre-enfría en la temporada de refrigeración y se pre-calienta en la de calefacción. Además, también suelen incorporarse filtros para retener impurezas que pueda contener el aire, drenajes para los condensados y otros elementos como cassettes que permitan un mayor control de la humedad en el aire.

Aunque varía de un equipo a otro y del tipo de intercambiador de calor, la recuperación de energía en este tipo de recuperadores suele encontrarse entre un 60 y un 80%. Por tanto, para dar un valor más realista de la carga térmica de renovación, consideraremos que nuestro hotel dispone de este sistema de recuperación de energía y que su eficiencia es del 60%. Por tanto, el valor que obtendremos de carga de renovación será el 40% del obtenido anteriormente (sin considerar recuperación):

$$Q_{\text{renovación ERV}} = 0,4 \cdot Q_{\text{renovación}} \quad (2.33)$$

Con esto, los valores que obtenemos de carga de renovación para las temporadas de refrigeración y calefacción, son:

$$Q_{\text{renovación ERV REF}} = 0.4 \cdot (-44.270) \quad (2.34)$$

$$Q_{\text{renovación ERV REF}} = -17.708 \text{ W} \quad (2.35)$$

$$Q_{\text{renovación ERV CAL}} = 0.4 \cdot 95.306 \quad (2.36)$$

$$Q_{\text{renovación ERV CAL}} = 38.122 \text{ W} \quad (2.37)$$

Como se dijo al principio de este apartado, para el cálculo de la carga térmica máxima consideraremos la carga térmica latente, pero lo descartaremos para el cálculo de toda la temporada dado que en el presente proyecto no estudiaremos la deshumidificación.

### 2.5.2.2. Carga térmica de infiltración (ventilación involuntaria)

La carga térmica de infiltración es la que corresponde con los flujos de aire exterior que se introducen en el interior del edificio de manera involuntaria, ya sea a través de huecos, rendijas, etc. Su cálculo es muy complejo debido a la gran cantidad de variables que intervienen. Por ello, se suele estimar como un porcentaje de la carga térmica de renovación a través de un factor de infiltración,  $f_{infiltración}$ , que supondremos del 25%.

Además, al igual que se realizó con la carga térmica de renovación, en el cálculo de la carga térmica máxima consideraremos la carga térmica latente, pero lo descartaremos para el cálculo de toda la temporada, ya que no estudiaremos la deshumidificación.

$$Q_{infiltración} = f_{infiltración} \cdot Q_{renovación\ ERV} \quad (2.38)$$

Si aplicamos esta expresión para cada temporada tendremos:

$$Q_{infiltración\ REF} = 0,25 \cdot (-17.708) \quad (2.39)$$

$$Q_{infiltración\ REF} = -4.427\ W \quad (2.40)$$

$$Q_{infiltración\ CAL} = 0,25 \cdot 38.122 \quad (2.41)$$

$$Q_{infiltración\ CAL} = 9.531\ W \quad (2.42)$$

Por tanto, la carga térmica total debida a la ventilación será la suma de la carga de renovación (con ERV) y de infiltración, según la ecuación (2.17):

$$Q_{ventilación\ REF} = -17.708 + (-4.427) \quad (2.43)$$

$$Q_{ventilación\ REF} = -22.135\ W \quad (2.44)$$

$$Q_{ventilación\ CAL} = 38.122 + 9.531 \quad (2.45)$$

$$Q_{ventilación\ CAL} = 47.653\ W \quad (2.46)$$

Vemos que obtenemos una carga térmica de ventilación de aproximadamente -22 KW para la temporada de refrigeración y de unos 48 KW para calefacción.

### 2.5.3. Carga térmica interna

La carga térmica interna del edificio representa las fuentes de calor que se encuentran en el interior del mismo. Estas cargas serán una aportación en invierno (calefacción), pues favorecerán a aumentar la temperatura interior del edificio respecto la temperatura exterior. Por el contrario, serán una pérdida en verano (refrigeración), pues deberemos extraer más calor del interior hacia el exterior debido a su presencia.

Nos encontramos tres tipos de cargas internas, siendo la suma de ellas tres la carga térmica interna total:

- Carga térmica de ocupación (debida a personas)
- Carga térmica de iluminación
- Carga térmica de equipos

$$Q_{interna} = Q_{ocupación} + Q_{iluminación} + Q_{equipos} \quad (2.47)$$

En los siguientes apartados definiremos cada una de las cargas internas y realizaremos su cálculo para obtener la carga térmica máxima.

#### ***2.5.3.1. Carga térmica de ocupación (debida a personas)***

Esta carga térmica se debe a la presencia de personas en el interior del edificio. Las personas transmitimos calor por los tres conocidos mecanismos de transferencia de calor:

- Por convección: debido al contacto del aire con nuestro cuerpo.
- Por conducción: principalmente hacia el suelo a través de nuestros pies.
- Por radiación: desde la piel hacia el ambiente interior del edificio.

De todo el calor transferido por una persona, aproximadamente el 55-60% corresponde a calor sensible, que se traduce en un aumento de temperatura; y el otro 40-45% a calor latente, que produce un aumento de la humedad debido a la transpiración corporal; aunque estos porcentajes dependen de la actividad metabólica y de la actividad realizada.

El cálculo de esta carga térmica es demasiado complejo, por lo que se suele tomar un valor medio típico de calor desprendido por persona. Este calor desprendido depende de la actividad que se esté realizando, pues no se desprende el mismo calor trabajando sentado frente a un ordenador que realizando un trabajo físico costoso o corriendo. Considerando las actividades que se pueden realizar en nuestro hotel, un valor típico puede ser 130 W por persona, de los cuales unos 70 W pueden considerarse calor sensible y 60 W calor latente que se emite en forma de vapor de agua.

$$Q_{persona} = Q_{persona\ sens} + Q_{persona\ lat} \approx 70 + 60 = 130\ W \quad (2.48)$$

Además, tenemos que determinar el número de personas en el edificio. Como este número variará en función de la ocupación del hotel, del momento del día y de otras variables, calcularemos la carga térmica de ocupación para la máxima ocupación del hotel, teniendo en cuenta al personal, las personas hospedadas, las personas en el bar-restaurante, etc. (como hicimos en el apartado de la carga térmica de ventilación). Después aplicaremos un factor de ocupación que represente un porcentaje típico de ocupación en el hotel.

Para la máxima ocupación del edificio tendríamos una distribución de personas como la que se indica en la siguiente tabla:

Estancia	Nº personas
Habitaciones (84 dobles)	168
Personal	10
Bar-Restaurante	30
Sala Reuniones 1	14
Sala Reuniones 2	25
Gimnasio	6
<b>Total Personas</b>	<b>253</b>

**Tabla 2.14. Ocupación máxima del hotel**

Una vez obtenido el número de ocupantes máximo del hotel (para una ocupación del 100%) podemos aplicar un factor de ocupación del edificio. Un factor de ocupación típico para hoteles puede ser entre un 0,4 y un 0,6 (entre un 40% y un 60% de la ocupación máxima). En este caso escogeremos un factor de ocupación del 40%. Si aplicamos este factor al número total de ocupantes ya podemos obtener la carga térmica debida a la ocupación:

$$Q_{ocupación} = f_{ocupación} \cdot n_{ocupantes} \cdot Q_{persona} \quad (2.49)$$

$$Q_{ocupación} = 0,4 \cdot 253 \text{ ocupantes} \cdot 130 \frac{W}{ocupante} \quad (2.50)$$

$$Q_{ocupación} = 13.156 W \quad (2.51)$$

Si consideramos los valores aproximados de calor sensible y latente emitidos por persona que se mencionan arriba, podemos desglosar esta carga térmica en carga sensible y latente:

$$Q_{ocupación \text{ sens}} = 0,4 \cdot 253 \text{ ocupantes} \cdot 70 \frac{W}{ocupante} \quad (2.52)$$

$$Q_{ocupación \text{ sens}} = 7.084 W \quad (2.53)$$

$$Q_{ocupación \text{ lat}} = 0,4 \cdot 253 \text{ ocupantes} \cdot 60 \frac{W}{ocupante} \quad (2.54)$$

$$Q_{ocupación \text{ lat}} = 6.072 W \quad (2.55)$$

En este caso tampoco entraremos en más detalle sobre la carga térmica latente, ya que como se mencionó anteriormente, no se estudiará la deshumidificación del edificio.

### **2.5.3.2. Carga térmica de iluminación**

La carga térmica de iluminación está asociada al calor que disipan los diferentes sistemas de iluminación del edificio. Normalmente la potencia de iluminación tiene un valor típico por metro cuadrado ( $W/m^2$ ) dependiendo del uso del edificio, siendo valores normales 10-12  $W/m^2$  para uso residencial, entre 15 y 18  $W/m^2$  para uso comercial, docente, hospitalario, etc.; y superiores para otros usos que requieran una mejor iluminación.

En la Sección HE 3: Eficiencia Energética de las Instalaciones de Iluminación del Documento Básico HE Ahorro de energía se indican los valores máximos de potencia de iluminación por superficie ( $\text{W/m}^2$ ), los cuales se presentan a continuación.

Uso del edificio	Potencia máxima instalada [ $\text{W/m}^2$ ]
Administrativo	12
Aparcamiento	5
Comercial	15
Docente	15
Hospitalario	15
Restauración	18
Auditorios, teatros, cines	15
Residencial Público	12
Otros	10
Edificios con nivel de iluminación superior a 600lux	25

**Tabla 2.15. Potencia máxima de iluminación. Fuente: Documento Básico HE**

Para realizar el cálculo de la carga térmica de iluminación seguiremos la siguiente expresión:

$$Q_{\text{iluminación}} = f_{\text{simultaneidad}} \cdot A \cdot P_{\text{iluminación}} \quad (2.56)$$

siendo,

- $f_{\text{simultaneidad}}$  el factor de simultaneidad que representa la utilización de las luminarias.
- $A$  la superficie iluminada ( $\text{m}^2$ ).
- $P_{\text{iluminación}}$  la potencia de iluminación ( $\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ).

Aplicaremos esta ecuación para cada zona del hotel, por lo que necesitaremos la potencia de iluminación, el área y el factor de simultaneidad para cada una de las zonas. Para los valores de potencia de iluminación se escogerán valores entre 12 y 18  $\text{W/m}^2$  dependiendo de la zona, respetando siempre el valor máximo establecido por el Documento Básico HE. En la siguiente tabla se indican las diferentes zonas junto a sus valores correspondientes, así como la carga de iluminación resultante en cada zona y la carga de iluminación total para el edificio.

Zona	$P_{\text{iluminación}} (\text{W/m}^2)$	$A (\text{m}^2)$	$f_{\text{simultaneidad}}$	$Q_{\text{ilum}} (\text{W})$
Habitaciones (84 dobles)	12	2.100	0,20	5.040
Zona de Recepción	12	100	0,70	840
Bar-Restaurante	15	150	0,70	1.575
Salas Reuniones	12	170	0,15	306
Gimnasio	12	30	0,40	144
<b><math>Q_{\text{ilum}} \text{ TOTAL (W)}</math></b>				<b>7.905</b>

**Tabla 2.16. Potencias y Carga térmica de iluminación**

Finalmente obtenemos una carga térmica de iluminación total para todo el edificio de:

$$Q_{iluminación} = 7.905 \text{ W} \quad (2.57)$$

### 2.5.3.3. Carga térmica de equipos

De la misma forma que ocupantes y luminarias aportan calor a la estancia lo hacen también los diferentes equipos y aparatos eléctricos. Este calor es crítico para el correcto dimensionado del sistema de climatización en determinados tipos de instalaciones como salas de motores o salas de servidores. Al igual que la carga de iluminación se calcula teniendo en cuenta el número de equipos iguales, un factor de simultaneidad del equipo y su potencia calorífica transferida al ambiente.

La expresión que utilizaremos para calcular la carga térmica de cada equipo será la siguiente:

$$Q_{equipo} = f_{simultaneidad} \cdot n_{equipos} \cdot P_{equipo} \quad (2.58)$$

siendo,

- $f_{simultaneidad}$  el factor de simultaneidad que representa la utilización del equipo.
- $n_{equipos}$  el número de equipos iguales.
- $P_{equipo}$  la potencia eléctrica del equipo (W).

Para obtener dicha carga, volveremos a hacer una división de zonas del hotel, indicando los principales equipos que nos encontramos en cada una de ellas.

Es importante mencionar que en este apartado consideraremos que la potencia eléctrica del equipo se convierte completamente en calor, aunque sabemos que esto no es exactamente así, debido al rendimiento de estos aparatos. Para calcular la potencia calorífica exacta transferida al ambiente necesitaríamos los rendimientos y un estudio más profundo de todos los equipos, lo cual no es objeto del presente proyecto. A modo ilustrativo, se realiza dicho cálculo para el motor de los ascensores, los cuales poseen un rendimiento de entorno al 90%, por lo que únicamente un 10% de su potencia eléctrica se transformaría en calor.

En la siguiente tabla se muestra el desglose de equipos por zona, junto a sus potencias y cargas térmicas correspondientes, así como la carga térmica total debida a los equipos, suma de las de todos los equipos.

Zona/Equipo	P equipo (W)	n equipos	f <sub>simultaneidad</sub>	Q equipo (W)
<b>Habitaciones (84 dobles)</b>				
Televisor	100	84	0,3	<b>2.520</b>
Minibar	60	84	1	<b>5.040</b>
Secador de pelo	500	84	0,02	<b>840</b>
Ord. Portátil (Clientes)	50	84	0,1	<b>420</b>
<b>Zona de Recepción</b>				
Ordenador de Sobremesa	150	4	0,80	<b>480</b>
Impresora-Fotocopiadora	300	2	0,30	<b>180</b>
<b>Ascensores</b>				
Motor	4.500 (rendimiento 90%)	2	0,50	<b>450</b>
<b>Bar-Restaurante</b>				
Televisor	100	2	0,75	<b>150</b>
Cafetera	1.500	1	0,10	<b>150</b>
Microondas	1.000	1	0,05	<b>50</b>
Frigorífico	150	1	1	<b>150</b>
<b>Salas de Reuniones</b>				
Proyector	300	2	0,1	<b>60</b>
<b>Q equipos (W)</b>				<b>10.490</b>

**Tabla 2.17. Carga térmica debida a equipos**

La carga térmica de equipos total obtenida es:

$$Q_{equipos} = 10.490 \text{ W} \quad (2.59)$$

Una vez hallados los valores de la carga térmica de ocupación, de iluminación y de equipos, ya podemos calcular la carga térmica interna total aplicando la ecuación (2.47):

$$Q_{interna} = 13.156 + 7.905 + 10.490 \quad (2.60)$$

$$Q_{interna} = 31.551 \text{ W} \quad (2.61)$$

Es importante destacar que este valor de carga térmica obtenido se considerará igual para la temporada de refrigeración que para calefacción. Ahora bien, en refrigeración será una pérdida de potencia térmica, ya que supondrá un calor adicional que tendremos que evacuar del interior del edificio. Por el contrario, la carga interna será una ganancia en la temporada de calefacción, ya que supondrá una fuente de calor interna que calentará el ambiente interior. Esta consideración se verá reflejada en las expresiones del siguiente apartado.

También es de suma importancia destacar aquí la relevancia que tendrá la carga térmica interna en el presente proyecto, la cual se irá recordando reiteradamente a lo largo del mismo. Mientras que en viviendas o locales pequeños la carga térmica interna suele ser pequeña en

comparación a la carga térmica de transmisión o ventilación, **al tratarse nuestro hotel de un edificio grande con numerosas cargas internas (que podrán aumentar más aún con una mayor ocupación de personas), éstas jugarán un papel fundamental en el cálculo de la carga y demanda térmica**, llegando a ser del mismo orden que el resto de cargas. **Esto propiciará que en la temporada de calefacción, la carga térmica disminuya significativamente, al considerarse ésta una ganancia térmica**. Por el contrario, en refrigeración la demanda térmica aumentará al suponer esta carga una pérdida térmica.

#### 2.5.4. Carga térmica máxima en régimen permanente

En el apartado anterior se calcularon las cargas térmicas máximas de transmisión, ventilación e internas para las temporadas de refrigeración y calefacción, siguiendo los procedimientos e instrucciones indicados en los documentos mencionados. Ahora calcularemos la carga térmica máxima en régimen permanente, la cual tendrá una expresión diferente para refrigeración y para calefacción.

$$Q_{\text{permanente REF}} = Q_{\text{transmisión REF}} + Q_{\text{ventilación REF}} + Q_{\text{interna}} \quad (2.62)$$

$$Q_{\text{permanente CAL}} = Q_{\text{transmisión CAL}} + Q_{\text{ventilación CAL}} - Q_{\text{interna}} \quad (2.63)$$

En estas expresiones se puede apreciar que la carga térmica interna supone un aumento de la carga térmica total en refrigeración, mientras que en calefacción se traduce en una reducción de la carga térmica permanente total, tal y como se introdujo en el apartado anterior.

En la siguiente tabla se presentan las diferentes cargas térmicas en régimen permanente, así como el valor total de la carga térmica permanente. Entre paréntesis se indican los términos que reducen la carga térmica (carga interna en calefacción).

Tipo de Carga térmica	Q <sub>REF</sub> (W)	Q <sub>CAL</sub> (W)
<b>Carga térmica de Transmisión</b>	<b>-14.663</b>	<b>34.258</b>
<b>Carga térmica de Ventilación</b>	<b>-22.135</b>	<b>47.653</b>
Carga térmica de Renovación	-17.708	38.122
Carga térmica de Infiltración	-4.427	9.531
<b>Carga térmica Interna</b>	<b>-31.551</b>	<b>(-31.551)</b>
Carga térmica de Ocupación	-13.156	(-13.156)
Carga térmica de Iluminación	-7.905	(-7.905)
Carga térmica de Equipos	-10.490	(-10.490)
<b>Carga térmica Total en régimen permanente</b>	<b>-68.349</b>	<b>50.360</b>

**Tabla 2.18. Carga térmica máxima permanente para Refrigeración y Calefacción**

Obtenemos de esta forma una carga térmica total de unos -68 KW en la temporada de refrigeración y de 50 KW en calefacción. Como hemos realizado varias simplificaciones y consideraciones a lo largo del cálculo, además de que las condiciones exteriores pueden ser más extremas de las consideradas, **aplicaremos un coeficiente de seguridad del 15%** al valor



obtenido de la carga térmica máxima para asegurar que nuestro sistema no queda infradimensionado y pueda absorber un aumento de la carga térmica. De esta forma, las cargas térmica máximas que consideraremos para elegir la máquina frigorífica/bomba de calor reversible serán:

$$Q_{\text{permanente MÁX REF}} = 1,15 \cdot Q_{\text{permanente REF}} \quad (2.64)$$

$$Q_{\text{permanente MÁX REF}} = -78.601 \text{ W} \quad (2.65)$$

$$Q_{\text{permanente MÁX CAL}} = 1,15 \cdot Q_{\text{permanente CAL}} \quad (2.66)$$

$$Q_{\text{permanente MÁX CAL}} = 57.914 \text{ W} \quad (2.67)$$

Finalmente, las cargas térmicas máximas en régimen permanente que se obtienen son de unos **-79 KW para la temporada de refrigeración y de 58 KW para calefacción**. Estos valores serán los que determinen la elección de nuestra máquina frigorífica/bomba de calor en el siguiente capítulo.

## 2.6. Demanda térmica de la temporada

Como se definió con anterioridad, la carga térmica es la potencia térmica de calefacción o refrigeración del edificio, en un instante determinado, por lo que sus unidades son W. Además, las condiciones exteriores varían a lo largo del día y la carga térmica lo hará en consecuencia. La **demanda térmica** es la **energía térmica (KW·h) demandada por una instalación en un período de tiempo determinado** (una hora, un día, un mes o toda la temporada).

Por tanto, podemos aplicar el método de cálculo de la carga térmica expuesto en apartados anteriores a lo largo de cada día de la temporada usando para ello los datos de temperatura exterior proporcionados que nos han sido facilitados por la estación meteorológica de la Planta Experimental de Energía Solar del Instituto Eduardo Torroja de Ciencias de la Construcción (CSIC). Los datos de esta estación se obtienen cada 10 minutos, por lo que tendremos 144 valores de temperatura exterior para cada día. Esto nos permitirá obtener la carga térmica del edificio cada 10 min. Además, al tratarse nuestro edificio de un hotel, consideraremos que **el sistema de climatización está en funcionamiento las 24 horas del día**.

De este modo, podemos obtener la demanda térmica permanente de cada día hallando el área bajo la curva de la carga térmica (potencia). Si la carga térmica es potencia (W, en un instante determinado), la demanda térmica será energía, obtenida de multiplicar la potencia por el tiempo (KW·h).

Como nuestros valores de potencia están tomados cada 10 min, para hallar el área bajo la curva de potencia realizaremos la suma de todos los valores de potencia tomados cada 10 minutos y aplicaremos un factor para pasar de nuestros valores de potencia (W·10 min) a energía (KW·h), el cual será:

$$1 \text{ W} \cdot 10 \text{ min} \cdot \frac{600 \text{ s}}{10 \text{ min}} = 600 \text{ J} = 600 \text{ J} \cdot \frac{1 \text{ KW} \cdot \text{h}}{3.600.000 \text{ J}} = \frac{600}{3.600.000} \text{ KW} \cdot \text{h} \quad (2.68)$$

Representaremos primero la evolución de la temperatura exterior a lo largo de la temporada para refrigeración y calefacción, y después se realizará una simulación de la carga térmica para toda la temporada mediante programación informática, obteniendo la demanda térmica permanente para cada día. Finalmente se presentaran las demandas totales de cada mes y la demanda total de la temporada.

Los datos meteorológicos que nos han sido proporcionados corresponden a los años 2012 y 2013. Dado que el inicio y el fin de las temporadas de refrigeración y climatización es difícil de definir y varía de un año a otro, para definir los periodos que abarcan cada una consideraremos:

- **Temporada de Refrigeración:** del 1 de Mayo de 2012 al 30 de Septiembre de 2012.
- **Temporada de Calefacción:** del 1 de Octubre de 2012 al 30 de Abril de 2013.

Aunque probablemente los primeros y últimos días de cada periodo no correspondan exactamente con las características de la temporada propiamente dicha se decide incluir todos los días y todos los meses del año en el cálculo para no dejar ninguno sin considerar. Estas posibles peculiaridades se comentarán con más detalle más adelante.

### 2.6.1. Evolución de la temperatura exterior

En la siguiente figura se muestra la evolución de la temperatura exterior para las temporadas de refrigeración y calefacción. Se representan las temperaturas máxima, mínima y media de cada día.

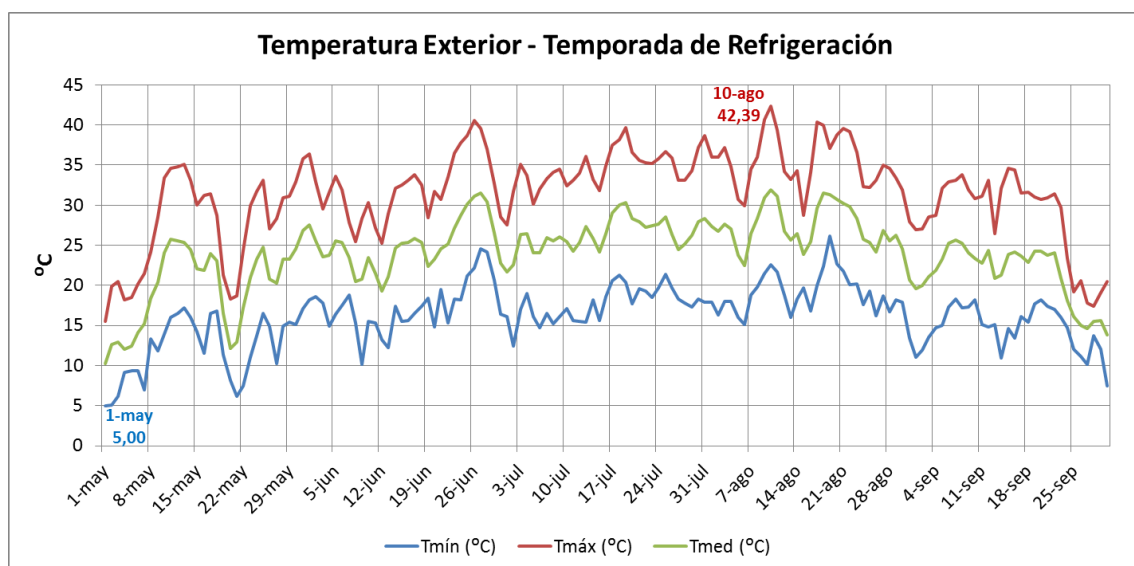
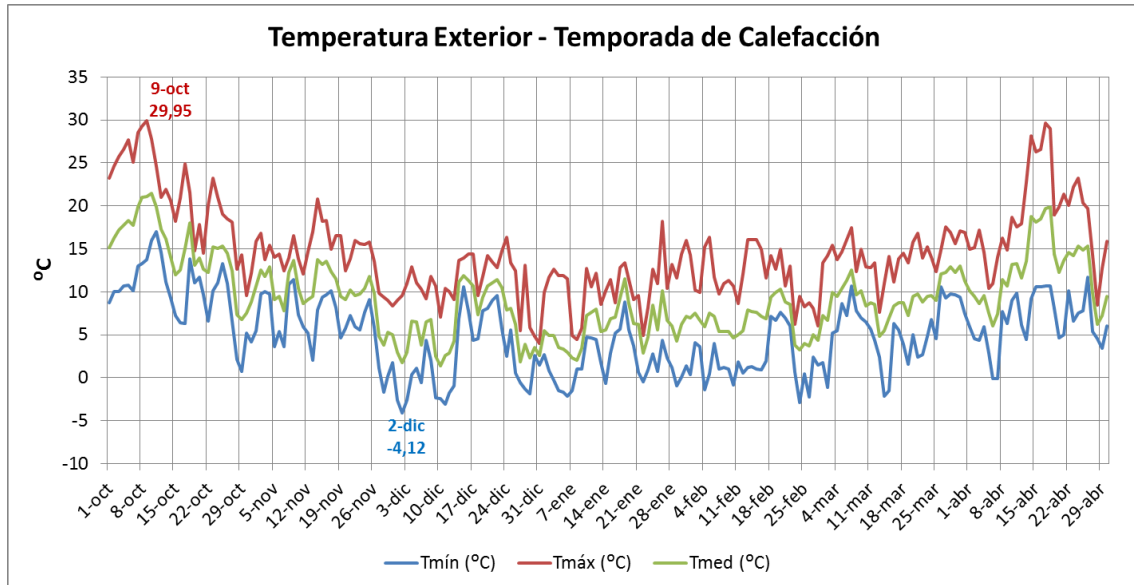


Figura 2.9. Evolución de la temperatura exterior. Temporada de Refrigeración

El día en el que se alcanza la temperatura exterior máxima en la temporada de refrigeración es el 10 de Agosto, con una temperatura de 42,39 °C. Dicho día también coincide con el de mayor temperatura media, 31,94 °C.

Por otro lado, el día con menor temperatura es el primer día del periodo considerado, el 1 de Mayo, con una temperatura mínima de 5 °C.

A continuación se presenta la evolución de temperatura exterior para la temporada de calefacción.



**Figura 2.10. Evolución de la temperatura exterior. Temporada de Calefacción**

En calefacción, el día con la menor temperatura exterior es el 2 de Diciembre, con una temperatura mínima de -4,12 °C. La menos temperatura media corresponde con el día 10 de Diciembre, siendo esta de 1,37 °C.

Respecto a la temperatura máxima, esta se alcanza el día 9 de Octubre, llegando a un valor de 29,95 °C.

### **2.6.2. Simulación de la temporada. Resultados de demanda térmica**

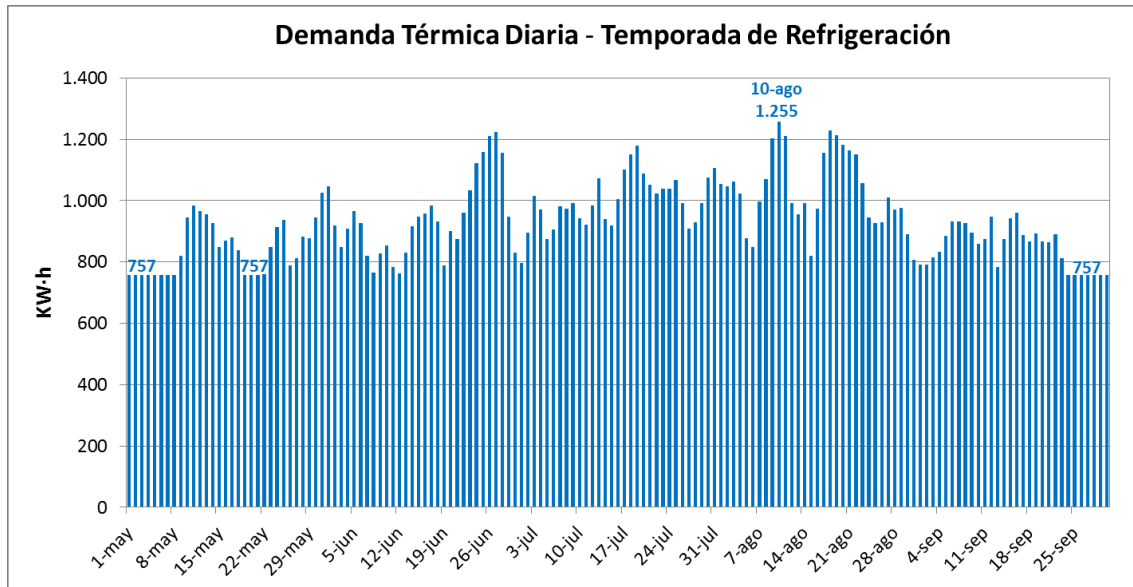
En este apartado se presentan los resultados que se obtienen de la simulación mediante programación informática para el cálculo de la demanda térmica de la temporada. La programación informática se puede consultar en el *Anexo 1*.

Dado que representar 144 valores de carga térmica para cada día del periodo no tiene la funcionalidad que se desea al representar una gráfica ya que resultaría poco visual, se decide representar directamente el valor de la demanda térmica permanente de cada día. Dejamos para capítulos posteriores la simulación detallada de la carga térmica durante un día.

**NOTA:** En apartados anteriores se consideró la carga térmica negativa para calor que había que extraer del interior del edificio, y positiva para calor que había que aportar. A partir de

este apartado nos olvidaremos de este criterio de signos y **se supondrán todas las cargas y demandas térmicas positivas, sabiendo que en refrigeración será calor a extraer y en calefacción calor a aportar al interior del edificio.**

Se representa en la siguiente figura los valores de demanda térmica obtenidos para la temporada de refrigeración.



**Figura 2.11. Demanda térmica diaria. Temporada de Refrigeración**

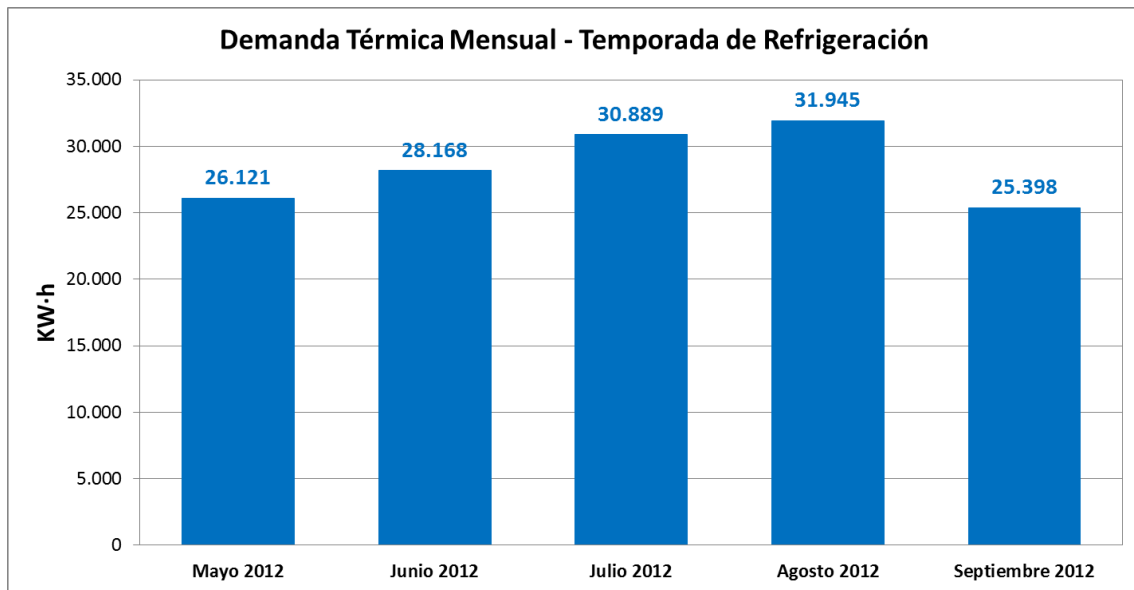
El máximo valor de demanda térmica diaria se alcanza el día 10 de Agosto, correspondiendo, como era de esperar, con el día de mayor temperatura media (y mayor temperatura máxima en este caso). Este día la demanda térmica es de 1.255 KW·h.

El valor mínimo de demanda térmica es de 757 KW·h y tiene lugar varios días de la temporada. Si nos fijamos, se alcanza en los primeros y en los últimos días de la temporada (principios de Mayo y finales de Septiembre) y en unos días de mediados de Mayo. Estos días forman parte de las peculiaridades que se comentaron anteriormente sobre considerar el periodo de estudio del 1 de Mayo al 30 de Septiembre. En estos días la temperatura exterior no alcanza nunca los 24 °C que consideramos como temperatura interior de confort establecida por el RITE, por lo que la carga térmica de transmisión y ventilación la consideramos nula. Sólo tenemos carga térmica interna (supuesta constante a lo largo día), y este valor de 757 KW·h es el resultante de hallar la demanda debida a esta carga interna.

Por otro lado, la demanda térmica diaria media durante la temporada fue de 932 KW·h

**NOTA:** Para la simulación de la temporada de refrigeración **consideramos nula la carga térmica de transmisión y ventilación cuando la temperatura exterior sea inferior a la temperatura interior (24 °C).**

En la *Figura 2.12* se presenta la demanda térmica total de cada mes de la temporada. Se observa que la mayor demanda térmica corresponde al mes de Agosto

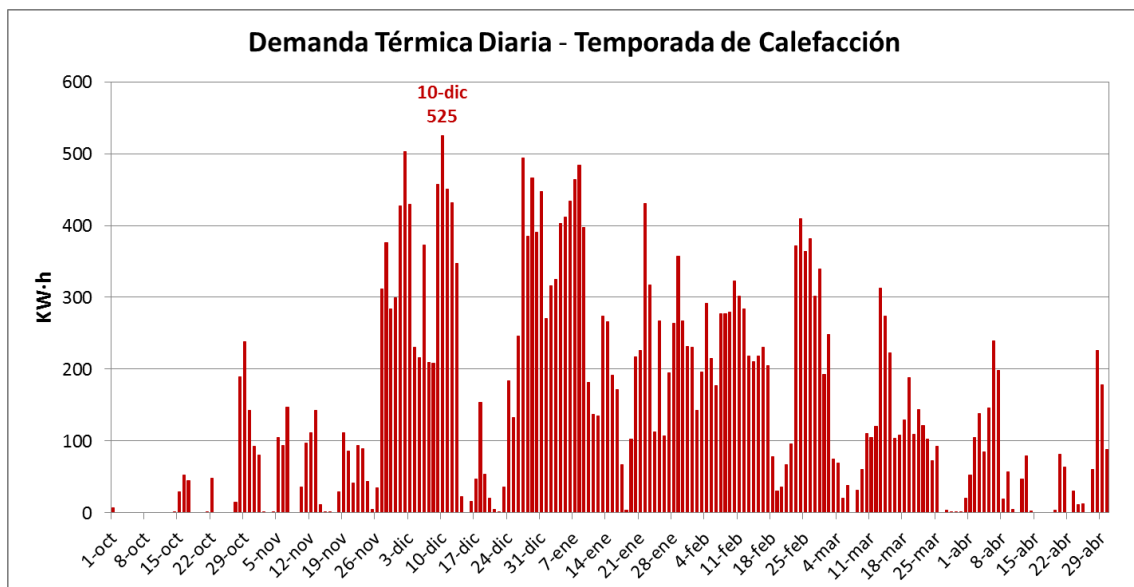


**Figura 2.12. Demanda térmica mensual. Temporada de Refrigeración**

La demanda térmica total para la temporada de refrigeración es la suma de los 5 meses, y es:

$$\text{Demanda térmica temporada}_{REF} = 142.521 \text{ KW} \cdot \text{h} \quad (2.69)$$

Ahora representaremos los mismos gráficos para la simulación de la temporada de calefacción. El primero es la demanda térmica para cada día de la temporada.



**Figura 2.13. Demanda térmica diaria. Temporada de Calefacción**

La mayor demanda térmica es de 525 KW·h y se obtiene el día 10 de Diciembre, el día de menor temperatura media diaria. Si nos fijamos, este día no coincide con el día de menor

temperatura mínima, que era el 2 de Diciembre (aunque la carga térmica máxima sí tendría lugar el 2 de Diciembre).

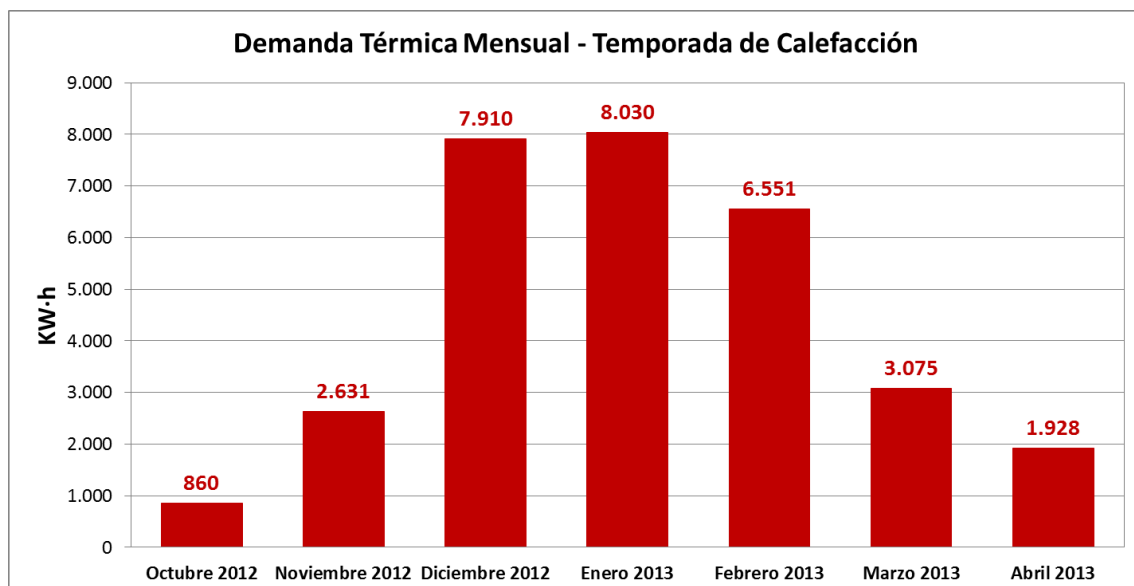
Por otro lado, el valor mínimo es de 0 KW·h (demanda térmica nula), y se alcanza en una cantidad de días considerable de la temporada (33 días), sobre todo en Octubre y a finales de Abril. Al igual que ocurría con los primeros y últimos días de la temporada de refrigeración, estos días no son característicos de calefacción, pues teniendo en cuenta las temperaturas exteriores alcanzadas y que la carga térmica interna en calefacción es un aporte de calor que disminuye la carga térmica total, el sistema de calefacción se hace innecesario.

Puede llamar la atención del lector la diferencia de forma de esta gráfica y los valores de demanda obtenidos en comparación con los del periodo de refrigeración. Se observa que los valores para calefacción son mucho menores. Es importante recalcar aquí que esto es debido a que **el efecto de la carga térmica interna (ocupación, iluminación y equipos) es muy importante, ya que al ser esta componente una ganancia térmica y considerarla descontando su valor en el balance total de cargas, se reduce la carga térmica total significativamente.**

La demanda térmica diaria media durante el periodo de calefacción es de 147 KW·h

**NOTA:** Para la simulación de la temporada de calefacción **consideramos nula la carga térmica de transmisión y ventilación cuando la temperatura exterior sea superior a la temperatura interior (22 °C)**. Además si la carga térmica interna supera en algún momento la suma de la carga de transmisión y ventilación, **no se considerará la carga térmica total negativa** (sería una extracción de calor del edificio) **sino que la supondremos nula.**

En la siguiente figura se ilustra la demanda térmica total de cada mes de la temporada de calefacción.



**Figura 2.14. Demanda térmica mensual. Temporada de Calefacción**

El mes de mayor demanda es Enero, correspondiéndose con el mes de las condiciones más duras del periodo de calefacción (temperaturas exteriores inferiores). Se ve que el grueso de la

demanda se concentra en Diciembre, Enero y Febrero, mientras que las aportaciones de Octubre y Abril son poco significativas.

La demanda térmica total para la temporada de calefacción es la suma de los 7 meses:

$$\textit{Demanda térmica temporada}_{CAL} = 30.984 \text{ KW} \cdot h \quad (2.70)$$

## Capítulo 3. Bomba de calor reversible

Todos los conceptos teóricos expuestos en este capítulo han sido basados en los *apuntes de la asignatura Instalaciones Térmicas* (2011) del Dr. Marcelo Izquierdo Millán.

### 3.1. Introducción a la bomba de calor

Se denomina Ingeniería del Frío al conjunto de técnicas que estudian los sistemas capaces de transferir calor desde un foco frío a baja temperatura hasta un foco caliente a una temperatura superior. Entre los ciclos más utilizados para estas aplicaciones se encuentran los ciclos de compresión mecánica de vapor y compresión por absorción.

Si el sistema funciona para mantener la temperatura de un recinto (foco a baja temperatura) por debajo de la temperatura exterior (foco caliente) estaremos hablando de máquinas frigoríficas, siendo las aplicaciones para aire acondicionado y refrigeración las más habituales. Si, por el contrario, el objetivo es mantener la temperatura de un recinto (foco caliente) por encima de la temperatura exterior (foco frío) la máquina funcionará como bomba de calor. La aplicación más extendida en este caso es la de calefacción. Las aplicaciones de estas máquinas alcanzan una gran cantidad de sectores: el industrial (industria alimentaria, química, petroquímica), el comercial, el sanitario y el sector doméstico.

Una variante de estas máquinas es la denominada **bomba de calor reversible**, la cual puede funcionar en la temporada de refrigeración como máquina frigorífica para y como bomba de calor para calefacción. Esto se consigue mediante la inversión del ciclo del refrigerante que circula por la máquina mediante una válvula inversora.

Dada que este proyecto tiene como objetivo la producción de calor y frío con máquina frigorífica de compresión mecánica de vapor mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar, **elegiremos una bomba de calor reversible (a partir de ahora simplemente “bomba de calor”) que nos dé servicio tanto para la temporada de refrigeración como para la de calefacción.**

En este capítulo se describirá brevemente los componentes característicos de una bomba de calor y el ciclo de compresión mecánica de vapor, detallándose las pérdidas internas que tiene lugar en él. También se hará una clasificación de bombas de calor de compresión mecánica. Finalmente, teniendo en cuenta las cargas térmicas calculadas en el capítulo anterior, se



seleccionará la bomba de calor reversible a partir de un catálogo comercial.

### 3.2. Componentes de una bomba de calor

La bomba de calor que utilizaremos será de compresión mecánica de vapor. Los principales componentes de este tipo de máquinas son los siguientes:

- **Fluido refrigerante:** fluido que circula por los distintos componentes del sistema y que describe el ciclo frigorífico. Anteriormente se utilizaban los CFC (clorofluorocarbonos) y los HCFC (hidroclorofluorocarburos) como el R-12 o el R-22, pero dado su gran potencial de destrucción del ozono, terminaron prohibiéndose y sustituyéndose por los HFC (hidrofluorocarburos), como pueden ser el R-134A o el R-410A.



**Figura 3.1. Refrigerante R-410A. Fuente: Refrigerant HQ**

- **Compresor:** componente encargado de comprimir el fluido refrigerante que describe el ciclo y aportarle energía mecánica. Según el tipo de accionamiento se pueden clasificar en: eléctricos (el más habitual), de gas, por motor diésel, etc. Atendiendo a la separación entre el accionamiento y el compresor se distinguen: herméticos, semi-herméticos o abiertos. Por el modo de compresión pueden ser rotativos (scroll, tornillo, etc.) o alternativos. En la siguiente figura se muestra un compresor hermético scroll accionado por un motor eléctrico.



**Figura 3.2. Compresor hermético scroll. Fuente: Emerson Climate**

- **Evaporador:** es el dispositivo donde el refrigerante absorbe calor y se evapora. En la bomba de calor (no reversible), si el fluido exterior es el aire, suele estar formado por un serpentín aleteado de tubos de cobre, acompañado de un ventilador que impulsa el aire y aumenta la transferencia de calor con el refrigerante. En las bombas de calor reversibles, el evaporador será la unidad interior en refrigeración y la exterior en calefacción.
- **Condensador:** componente donde el refrigerante condensa cediendo calor al fluido condensante. Básicamente es un intercambiador de calor, que puede tener las mismas características constructivas que el evaporador dependiendo del tipo de aplicación. En las bombas de calor reversibles, el condensador será la unidad exterior en refrigeración y la interior en calefacción.



**Figura 3.3. Evaporadores/Condensadores, serpentines aleteados. Fuente: Below Zero HVAC**

- **Válvula de expansión:** es la encargada de asegurar la alimentación de refrigerante al evaporador en las condiciones de temperatura y presión apropiadas. Produce una gran pérdida de presión y un descenso de temperatura en el refrigerante.



**Figura 3.4. Válvula de expansión. Fuente: Sanhua**

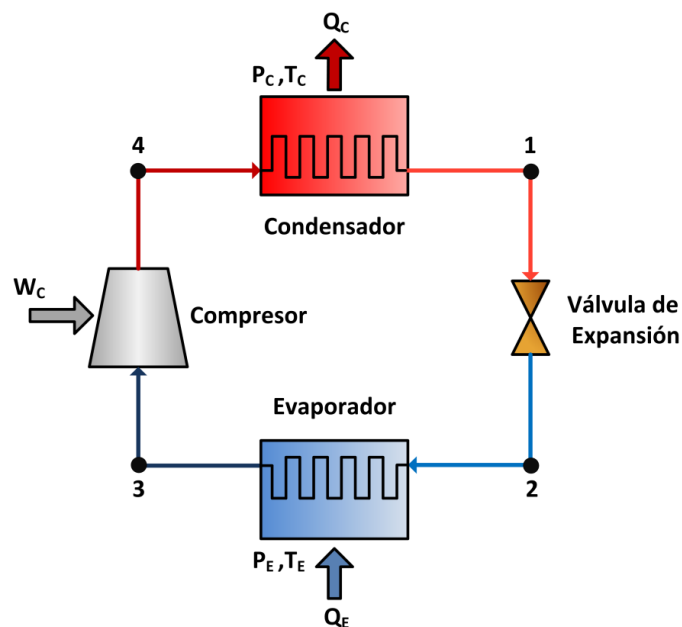
- **Válvula inversora de 4 vías:** en las bombas de calor reversibles esta válvula se encarga de invertir el sentido de flujo del refrigerante, cambiando del modo de operación de refrigeración al de calefacción. Nos centraremos en su funcionamiento en apartados posteriores.



*Figura 3.5. Válvula inversora de 4 vías. Fuente: Sanhua*

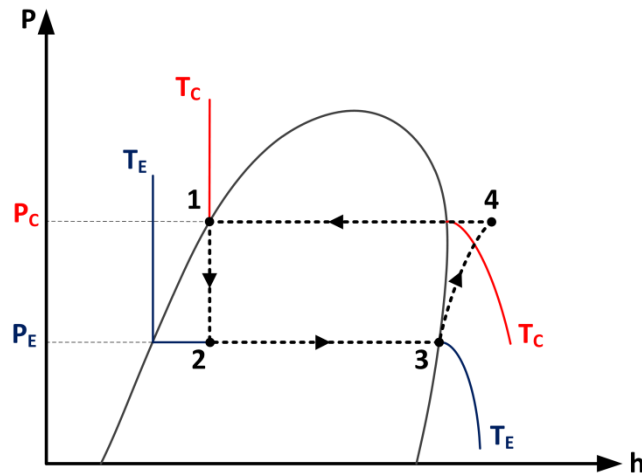
### 3.3. Ciclo de compresión mecánica de vapor

Una vez descritos los componentes principales de una bomba de calor reversible, pasaremos a estudiar el ciclo de compresión mecánica de vapor que realizará el refrigerante. Para ello primero se representa el esquema típico de una bomba de calor de compresión mecánica.



*Figura 3.6. Esquema de una bomba de calor de compresión mecánica simple*

El refrigerante realiza un ciclo termodinámico en el que describe cuatro procesos térmicos, que se pueden representar sobre un diagrama logarítmico P-h como el que se presenta a continuación. Hay que mencionar que el ciclo representado corresponde al ciclo ideal.



**Figura 3.7. Ciclo ideal de la bomba de calor de compresión mecánica simple**

Los procesos que realiza el refrigerante son los siguientes:

- **3-4: Compresión adiabática.** El compresor ejerce sobre el refrigerante una compresión isentrópica, desde la presión y temperatura de evaporación ( $P_E$  y  $T_E$ ) hasta la presión y temperatura de condensación ( $P_C$  y  $T_C$ ), cediendo al refrigerante la energía mecánica  $W_C$ . El refrigerante pasa de vapor saturado a vapor sobrecalentado.
- **4-1: Cesión de calor a presión constante.** Se produce la condensación del refrigerante a presión y temperatura constantes, desde vapor sobrecalentado hasta líquido saturado, cediendo el calor de condensación,  $Q_C$ , a un fluido exterior también denominado fluido condensante (que suele ser agua o aire). **Este aporte de calor al fluido condensante es el efecto útil del ciclo en calefacción**, pues dicho fluido será el que portará el calor que se utilizará en la aplicación de calefacción.
- **1-2: Expansión isentálpica.** El refrigerante atraviesa la válvula de expansión en un proceso isentálpico, que le lleva desde la presión y temperatura de condensación ( $P_C$  y  $T_C$ ) hasta la presión y temperatura de evaporación ( $P_E$  y  $T_E$ ). Este proceso es irreversible y en el descenso de presión desde  $P_C$  hasta  $P_E$  se produce una evaporación parcial del refrigerante.
- **2-3: Absorción de calor a presión constante.** En este proceso el refrigerante se evapora a presión y temperatura constantes absorbiendo calor del fluido exterior, el cual se enfría al transferir el calor de evaporación,  $Q_E$ , al refrigerante. El calor total transferido en este proceso,  $Q_E$ , se denomina carga térmica del evaporador. **El enfriamiento del fluido exterior es el efecto útil del ciclo en refrigeración**, consistiendo éste en la extracción de calor de un recinto para mantener la temperatura interior por debajo de la exterior.

A la salida del evaporador el refrigerante vuelve a estar en las condiciones de aspiración del compresor (punto 3).

### 3.4. Ciclo real de compresión mecánica simple. Pérdidas en el ciclo

El ciclo representado anteriormente, tal y como se comentó, corresponde al ciclo ideal de la bomba de calor. Pero en la práctica todos los componentes tienen pérdidas por irreversibilidad. Entre ellas podemos encontrar las debidas al área finita de intercambio de condensador y evaporador, el rendimiento isentrópico del compresor al no realizar una compresión ideal isentrópica, pérdida de carga en el refrigerante, o incluso pérdidas debidas a la conversión de energía eléctrica en mecánica en el compresor en el caso de que éste se accione eléctricamente.

Estas pérdidas se pueden dividir en internas y externas y se comentan a continuación.

#### 3.4.1. Pérdidas internas

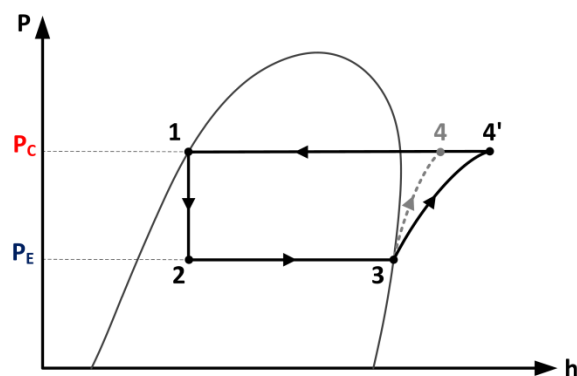
Se deben a las transformaciones termodinámicas del refrigerante y a las condiciones de trabajo de los diferentes componentes del ciclo.

##### 3.4.1.1. Intercambiadores de área finita

Tanto el condensador como el evaporador son intercambiadores de calor de área finita. Por ello, para que se realice la transferencia de calor en ellos es necesario que la temperatura del refrigerante sea sensiblemente mayor que la del fluido condensante en el caso del condensador y sensiblemente menor que la del fluido exterior en el evaporador. Esto hace que el compresor tenga que trabajar con una relación de presiones superior a la teórica, lo cual conlleva a una pérdida de rendimiento.

##### 3.4.1.2. Compresión irreversible

En la *Figura 3.7* la compresión realizada entre los puntos 3 y 4 es ideal e isentrópica y, por tanto, reversible. Esta compresión es en realidad irreversible, debido a causas como el deficiente llenado del cilindro, fricción e intercambio de calor en las paredes del cilindro, pérdidas de carga en la aspiración e impulsión, etc. De esta forma, el trabajo a realizar por el compresor aumenta, siendo representado por el proceso 3-5 en la *Figura 3.8*.



**Figura 3.8. Compresión irreversible**

Aparece entonces el concepto de rendimiento indicado, que relaciona el trabajo de la compresión ideal (isentrópica) con el de la compresión real, y que se define como:

$$\eta_i = \frac{W_{ideal}}{W_{real}} = \frac{h_4 - h_3}{h_{4'} - h_3} \quad (3.1)$$

Una vez conocido el rendimiento indicado se puede obtener la entalpía al final de la compresión real y con ella la temperatura:

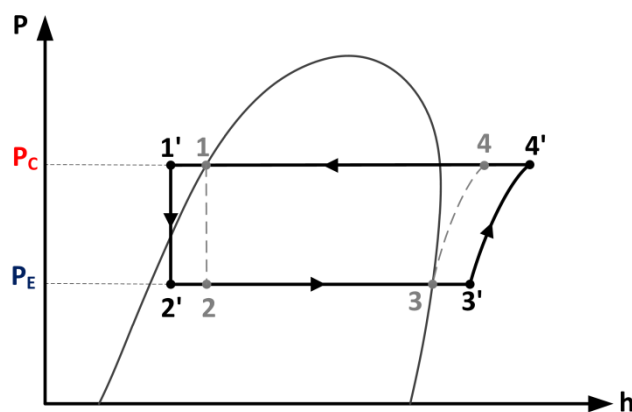
$$h_{4'} = h_3 + \frac{h_4 - h_3}{\eta_i} \quad (3.2)$$

### 3.4.1.3. Aspiración de vapor sobrecalentado en el compresor

En la *Figura 3.7* se puede ver cómo el compresor aspira vapor saturado (punto 3). En este caso se dice que el compresor opera en régimen seco saturado. Si aspirase una mezcla de líquido y vapor (algún punto dentro de la campana) se diría que opera en régimen húmedo. De igual forma, si aspira vapor sobrecalentado opera en régimen seco recalentado.

Lo ideal para la bomba de calor sería que el compresor trabajase en régimen húmedo, pero este modo de operación puede poner en peligro el funcionamiento del compresor debido al llamado “golpe de líquido”, debido a la presencia de una fase condensada de refrigerante que puede dañar el compresor.

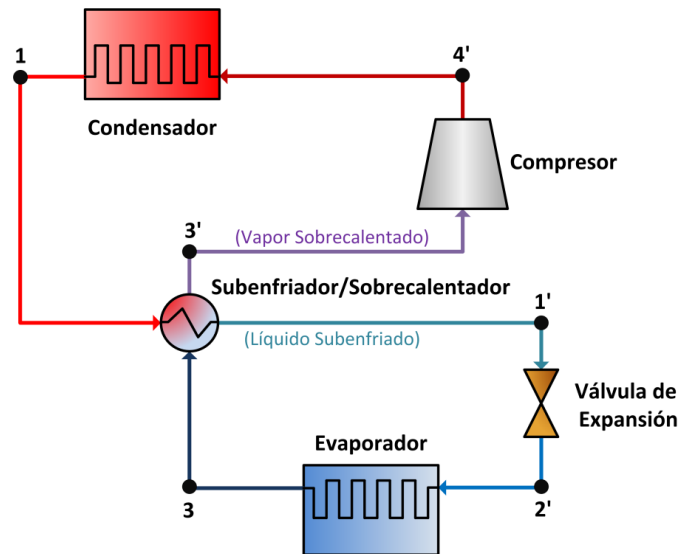
De esta forma, se obliga a trabajar al compresor en régimen seco recalentado, con el fin de evitar la presencia de cualquier fase condensada en la compresión. Este sobrecalentamiento del refrigerante se realiza a la salida del evaporador, intercambiando calor con el refrigerante en estado líquido a la salida del condensador (que se encuentra a una temperatura superior). El ciclo sería el representado en la siguiente figura.



**Figura 3.9. Aspiración de vapor sobrecalentado y subenfriamiento de líquido**

De esta forma, el refrigerante a la salida del condensador (punto 1) se enfría hasta líquido subenfriado (punto 1') y el de la salida del evaporador (punto 3) se calienta hasta vapor sobrecalentado (punto 3'). A este efecto se suele instalar un intercambiador de calor en el que se produzca el subenfriamiento del líquido a la salida del condensador y el sobrecalentamiento

del vapor a la salida del evaporador. En la siguiente figura se puede apreciar un subenfriador/sobrecalentador de este tipo.



**Figura 3.10. Intercambiador de calor subenfriador/sobrecalentador**

#### 3.4.1.4. Pérdidas de carga

Son debidas al rozamiento entre el refrigerante y los distintos elementos del sistema, tales como tuberías, válvulas, etc. Estas pérdidas suponen un aumento de la energía absorbida por el compresor para compensarlas. Las más importantes son las que se producen en el evaporador y en el condensador. Una regla práctica es estimar una pérdida del 10% de la presión absoluta de trabajo en el evaporador y del 5% en el condensador.

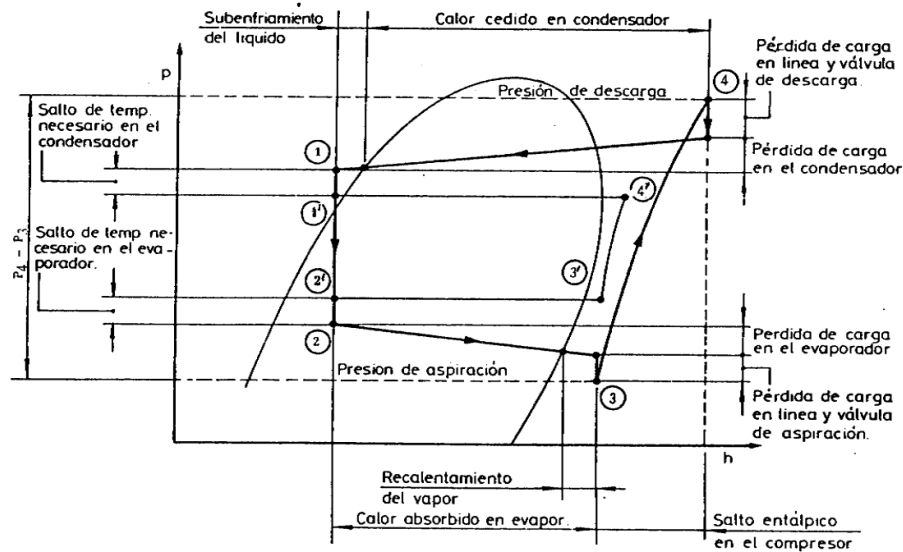
#### 3.4.2. Pérdidas externas

Estas pérdidas pueden ser a su vez térmicas o mecánicas. Las térmicas se deben a la transferencia de calor entre los componentes de la máquina y el aire de la sala y son complejas de calcular. Una buena estimación de las mismas suele ser entre el 5 y el 10% de la potencia calorífica total.

Las pérdidas mecánicas engloban las debidas al rozamiento de las piezas del compresor y las que se producen al convertir la energía eléctrica en mecánica en los casos en los que el compresor es accionado por un motor eléctrico. De esta forma se introducen el rendimiento mecánico ( $\eta_m$ ) y eléctrico ( $\eta_e$ ). Estos rendimientos dependen del compresor y del motor que lo accione, aunque valores normales suelen estar entre el 80 y el 90%.

#### 3.4.3. Ciclo real de compresión mecánica simple

Considerando todas las pérdidas mencionadas anteriormente, el ciclo real de compresión mecánica simple tendría una forma parecida al descrito en la siguiente figura por los puntos 1-2-3-4.

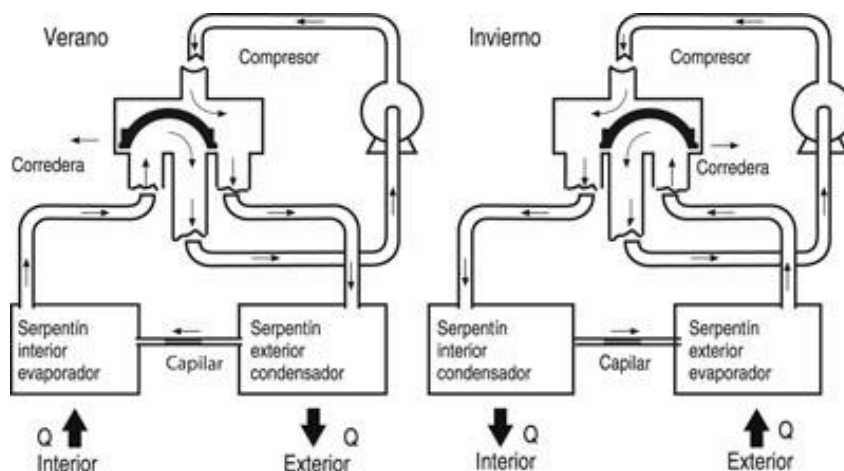


**Figura 3.11. Representación del ciclo real.** Fuente: apuntes de Instalaciones Térmicas

### 3.5. Inversión del ciclo y desescarche: Válvula de 4 vías

#### 3.5.1. Inversión del ciclo

Ya hemos comentado anteriormente que la encargada de invertir el ciclo de un modo de operación a otro es la válvula de 4 vías. Estas válvulas tienen 4 conexiones conectadas a la aspiración y a la descarga del compresor, al evaporador y al condensador. El cuerpo de la válvula dispone de una corredera móvil en forma de "C" que fuerza al refrigerante a circular entre 2 conductos. El desplazamiento de esta corredera está pilotado por una bobina o solenoide que acompaña al cuerpo de la válvula y que es accionada por una señal electromagnética. Normalmente el accionamiento suele ser por la presión del refrigerante o por termostatos. En la siguiente figura se ilustra el funcionamiento de este tipo de válvulas.



**Figura 3.12. Inversión del ciclo.** Fuente: Escuela Politécnica Superior de Zamora, Área de Máquinas y Motores Térmicos



En verano (modo refrigeración), la corredera permanece en reposo, ya que la bobina de la solenoide permanece sin excitarse. En este modo, el compresor aspira el refrigerante del serpentín interior (evaporador) y comprime hacia el serpentín exterior (condensador).

En invierno (calefacción), la bobina se excita y desplaza la corredera de posición, de manera que el compresor aspire ahora del serpentín exterior (evaporador) hacia el serpentín interior (condensador).

### **3.5.2. Desescarche**

La válvula de 4 vías, aparte de para cambiar el modo de funcionamiento de refrigeración a calefacción también se emplea habitualmente para evitar las posibles escarchas que se puedan formar en el serpentín exterior (evaporador) en temporada de invierno, cuando las temperaturas alcanzan valores muy bajos.

En ocasiones, el enfriamiento del aire exterior al atravesar el evaporador puede provocar que se produzca la condensación de una parte del vapor de agua que contiene. Cuando la temperatura del aire ambiente baja por debajo de los 3 °C, la temperatura de evaporación del refrigerante que circula por el interior del serpentín desciende por debajo de los 0 °C. Al producirse la transferencia de calor entre el aire y el refrigerante, el agua que había condensado anteriormente se congela y pasa a formar hielo (escarcha). Esta capa de escarcha disminuye la transferencia de calor entre el refrigerante y el aire exterior y disminuye la producción de la máquina.

Es en estas situaciones cuando se acciona la válvula de 4 vías para realizar la inversión del ciclo. De esta forma, el serpentín exterior que hacía la función de evaporador absorbiendo calor del aire ambiente pasa a ser el condensador (como en el modo refrigeración). Esto permite entonces que el calor liberado hacia el exterior derrita la escarcha generada. No obstante, este calor es extraído del interior del recinto. Para evitar que el aire que circula por el serpentín interior alcance temperaturas excesivamente bajas, se reducen las revoluciones del ventilador interior al mínimo mientras dure el proceso de desescarche. Otro aspecto a considerar es la necesidad de un desagüe o una bandeja de recuperación de agua condensada en el serpentín exterior con objeto de evacuar el agua generada por el desescarche.

## **3.6. Rendimientos de la bomba de calor reversible: EER y COP**

En este apartado definiremos los rendimientos de la bomba de calor reversible, también denominados normalmente COP y EER, según su aplicación para calefacción o refrigeración, respectivamente. Esto nos servirá para obtener los consumos eléctricos de estas máquinas y poder dimensionar nuestra instalación fotovoltaica de manera adecuada.

### **3.6.1. Definición de COP y EER**

Ya hemos hablado antes del efecto útil de la bomba de calor reversible: extraer calor de un

recinto en modo refrigeración y aportar calor al recinto en el modo de calefacción. Estos efectos útiles son, respectivamente, el calor absorbido por el refrigerante en el evaporador en la refrigeración y el calor cedido en el condensador al fluido condensante (ya sea agua o aire) en calefacción.

Cuando se habla de **capacidad frigorífica** de una máquina frigorífica o **capacidad calorífica** de una bomba de calor se hace referencia a estas potencias térmicas.

A partir de ahora nos centraremos en las bombas de calor eléctricas, ya que son las más habituales y será el tipo de bomba que escojamos. En este tipo de bombas es necesaria una alimentación eléctrica que ponga en funcionamiento la máquina para poder suministrar la potencia térmica necesaria. Normalmente, este consumo eléctrico tiene como objetivo hacer funcionar el compresor, el ventilador de los evaporadores/condensadores y otros componentes auxiliares.

El objetivo de este proyecto será suministrar dicha electricidad mediante la conversión solar fotovoltaica, por lo que determinar el consumo eléctrico de la bomba será necesario para el correcto dimensionado del campo de módulos y del resto de la instalación. En este aspecto, los rendimientos de la bomba serán los que determinen su consumo eléctrico.

Estos rendimientos de los que hablamos son las relaciones entre las potencias térmicas entregadas por la máquina y los consumos eléctricos, y según nos encontramos en aplicaciones de refrigeración o calefacción se denominan de manera diferente. A continuación se definen estos rendimientos y se da una expresión para ellos.

- **COP (Coefficient Of Performance):** es el rendimiento de la bomba de calor funcionando en modo calefacción. Es, por tanto, la relación entre la potencia térmica de calefacción (calor entregado en el condensador,  $Q_{cond}$ ) y la potencia eléctrica consumida por la bomba,  $W_e$ .

$$COP = \frac{Q_{cond}}{W_e} \quad (3.3)$$

- **EER (Energy Efficiency Ratio):** es el rendimiento de la bomba de calor funcionando en modo refrigeración. Es la relación entre la potencia térmica de refrigeración (calor absorbido en el evaporador,  $Q_{evap}$ ) y la potencia eléctrica consumida por la bomba,  $W_e$ .

$$EER = \frac{Q_{evap}}{W_e} \quad (3.4)$$

Al ser rendimientos y relacionar potencias (W), tanto el COP como el EER no tienen unidades. El sentido práctico de estos valores es saber cuánto calor somos capaces de producir o de extraer con cada unidad de potencia eléctrica consumida. Valores típicos de estos rendimientos suelen estar entre 2 y 6 para el funcionamiento en calefacción (COP) y algo inferiores para refrigeración (EER). Estas diferencias se deben a la diferencia de temperatura

de los focos caliente y frío entre los que se trabaja en cada una de las temporadas.

De este modo, si una bomba de calor funciona con un COP de 3, significa que por cada KW eléctrico consumido será capaz de generar 3 KW térmicos en el condensador. Es decir, cuando mayor sean estos coeficientes, mayor será la eficiencia energética del equipo.

Es en este hecho donde radica la **componente renovable de la bomba de calor**. En el evaporador se aprovecha el “calor” del aire ambiente o del agua que circula por el evaporador, realizándose así la absorción de calor de origen renovable, que, sumado al trabajo realizado por el compresor, se transforma en calor de condensación (útil) que se utiliza para satisfacer la carga térmica. No ocurre así en el modo de refrigeración, pues nuestro calor útil no es el cedido en el condensador al fluido condensante, sino que reside en la extracción de calor mediante la absorción de calor en el evaporador situado en interior del recinto a refrigerar.

Hasta ahora hemos hablado de potencia térmica y eléctrica (W), pero estos coeficientes también se pueden aplicar en un período de tiempo (una hora, un día, un mes o incluso toda la temporada). Para ello, deberíamos calcular la demanda térmica total suministrada por la bomba en ese periodo (KW·h) y el consumo eléctrico de la máquina (también en KW·h). De esta forma podríamos obtener el COP o el EER horario, diario, mensual, de la temporada, etc.

### **3.6.2. Valor de rendimiento estacional: ESEER y SCOP**

Habitualmente, los fabricantes suelen indicar en las hojas de características de sus equipos el COP o el EER a plena potencia, es decir, cuando la potencia térmica entregada es la máxima del equipo. Sin embargo, en la práctica este tipo de máquinas se ven sometidas a una variación constante del nivel de carga, llegando a trabajar en torno al 99% del tiempo a cargas parciales. Por tanto, el funcionamiento a carga máxima sólo tiene lugar el 1% del tiempo, aproximadamente.

Este hecho hace que el valor del COP o el EER proporcionado por los fabricantes sea poco representativo a la hora de analizar el funcionamiento de una bomba de calor o el consumo estacional. Nos valdrá para obtener el consumo máximo, pero de poco nos servirá para tener un valor fiable de las prestaciones a lo largo de toda la temporada.

Existe un valor del EER medio a lo largo de la temporada, que tiene en cuenta los funcionamientos a cargas parciales, normalmente nominado SEER (*Seasonal Energy Efficiency Ratio*). Este valor está bastante expandido en el mercado de Estados Unidos y se denomina IPLV (*Integrated Part Load Value*). No obstante, el porcentaje de horas de operación a cada nivel de carga considerado a la hora de calcular este valor se corresponde con el clima y el tipo de edificios americanos, muy diferentes de los europeos y por tanto no aplicables Europa.

Para ello, el programa de certificación europeo *Eurovent* ha establecido un nuevo concepto de rendimiento estacional: el **ESEER (*European Seasonal Efficiency Ratio*)**, que representa los climas y edificios característicos de Europa. El ESEER es una fórmula ponderada que tiene en cuenta la variación del EER con el porcentaje de carga (a cargas del 100, 75, 50 y 25%) y la variación de la temperatura del aire o del agua a la entrada del condensador del equipo. La

ecuación empleada tiene la forma:

$$ESEER = x_a \cdot EER_a + x_b \cdot EER_b + x_c \cdot EER_c + x_d \cdot EER_d \quad (3.5)$$

siendo,

- $EER_i$  el EER obtenido en las condiciones de operación "i".
- $x_i$  el coeficiente de ponderación de las condiciones de operación "i".

A continuación se muestra las temperaturas operativas junto con los porcentajes de carga y sus coeficientes de ponderación considerados a la hora de obtener el ESEER para máquinas condensadas por aire y por agua.

Nivel de carga	Temp. entrada del aire al cond. (°C)	Temp. entrada del agua al cond. (°C)	Coeficiente de ponderación
100%	35	30	3%
75%	30	26	33%
50%	25	22	41%
25%	20	18	23%

**Tabla 3.1. Coeficientes de ponderación para el cálculo del ESEER.**

Aunque aún no se ha regulado por ningún programa de certificación oficial, de forma análoga se puede calcular el **SCOP (Seasonal Coefficient of Performance)**, siendo este el rendimiento estacional de la máquina en modo calefacción (bomba de calor).

Generalmente, los valores del ESEER y SCOP suelen ser mayores que los del EER y COP. Esto refleja que los rendimientos a cargas parciales suelen ser mayores que los obtenidos a plena carga, aunque dependerá del modelo de equipo.

Quedará a decisión de los fabricantes proporcionar o no estos valores estacionales en las hojas de especificaciones de sus equipos.

### 3.7. Selección de la bomba de calor reversible

En este punto elegiremos la bomba de calor reversible que utilizaremos en nuestra instalación teniendo en cuenta la carga térmica máxima para refrigeración y calefacción calculadas en el capítulo anterior.

Las carga térmicas máximas obtenidas para refrigeración y calefacción (considerando un coeficiente de seguridad del 15%) fueron las siguientes:

Temporada	Q <sub>máx</sub> (KW)
Refrigeración	78,6
Calefacción	57,9

**Tabla 3.2. Cargas térmicas máximas para calefacción y refrigeración**

Tendremos que buscar una bomba de calor reversible que sea capaz de satisfacer ambas cargas térmicas en sus respectivas temporadas de funcionamiento. También hay que tener en cuenta que estas cargas térmicas máximas han sido calculadas en base a unas temperaturas interiores y exteriores de diseño fijadas por el *RITE* y las normas *UNE 100001* y *100014*. Sin embargo, en condiciones reales de funcionamiento, estas temperaturas pueden ser más extremas aún, aumentando así la carga térmica.

El equipo seleccionado es una bomba de calor aire-agua reversible de la marca Carrier, modelo **30RQSY-050**, con una capacidad frigorífica nominal de 50 KW y un ESEER certificado por Eurovent de 4,25 (el EER a carga máxima es de 2,91). En modo calefacción la capacidad calorífica nominal es de 53 KW y tiene un COP de 3,10 (el fabricante no proporciona el valor del SCOP). Con estos datos, podemos obtener un valor de la potencia eléctrica nominal de la bomba para ambos modos de funcionamiento, ya que no aparece específicamente como tal en la hoja de características del fabricante. Para ello, dividimos la capacidad frigorífica nominal entre el valor del EER y la capacidad calorífica nominal entre el valor del COP, obteniéndose una potencia nominal de 17,8 KW para refrigeración y 17, 1 KW para calefacción. No obstante, hay que tener en cuenta que esto es para el modo de operación a plena carga (entregando la máxima potencia térmica de la unidad), el cual no sabemos a priori en qué momento se alcanzará.



**Figura 3.13. Bomba de calor 30RQSY-050. Fuente: Carrier**

**Necesitaremos 2 unidades de este equipo** para conseguir satisfacer nuestra carga térmica. Por tanto, las capacidades nominales del conjunto de las 2 bombas serán por tanto **100 KW en refrigeración** y **106 KW en calefacción**, suficientes para satisfacer nuestra carga térmica máxima con un margen adecuado para poder suplir posibles aumentos en la carga térmica.

Modo de funcionamiento	Capacidad Nominal Total (KW)
Refrigeración	100
Calefacción	106

**Tabla 3.3. Capacidades nominales del conjunto de las 2 bombas**

Además, teniendo 2 máquinas podremos dar un servicio parcial si una de ellas se avería o si es

necesaria pararla para algún tipo de mantenimiento. Estas unidades se colocarán en paralelo, es decir, cada una acondicionará zonas diferentes del edificio, dividiéndose de esta forma la carga térmica total entre las 2 bombas.

Vemos que, mientras nuestra carga térmica es mayor en refrigeración (78,6 KW) que en calefacción (57,9 KW), en las potencias térmicas máximas de las bombas sucede justo lo contrario. Dicho esto, será poco probable que lleguemos a entregar la máxima potencia de calefacción de las bombas (106 KW). Aun así, aunque la bomba quede sobredimensionada para la temporada de calefacción, al ser un equipo reversible, necesitamos que para el periodo de refrigeración sea capaz de satisfacer la carga térmica máxima.

A continuación se indican las características principales de la máquina. Las especificaciones completas pueden consultarse en el *Anexo 3*.

30RQSY		039	045	050	060	070	078	080	090	100	120	140	160
<b>Aplicaciones de aire acondicionado según la norma EN14511-3: 2011*</b>													
Condición 1													
Capacidad frigorífica nominal	kW	37	43	50	58	63	73	78	86	96	113	130	147
EER	kW/kW	3,04	2,91	2,81	2,92	2,81	2,64	2,81	2,83	2,83	2,83	2,86	2,65
Clase Eurovent, refrigeración		A	A	A	A	A	B	A	A	A	A	A	B
ESEER	kW/kW	4,36	4,36	4,25	4,25	4,09	3,95	3,78	4,11	4,21	4,46	4,72	4,57
<b>Aplicaciones de calefacción según la norma EN14511-3: 2011*</b>													
Condición 1													
Capacidad calorífica nominal	kW	42	47	53	62	70	78	80	93	101	117	139	159
COP	kW/kW	3,25	3,21	3,10	3,25	3,25	3,08	3,16	3,16	3,12	3,14	3,22	3,05
Clase Eurovent, calefacción		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

**Tabla 3.4. Especificaciones técnicas de la bomba de calor 30RQSY-050. Fuente: Carrier**

En capítulos posteriores utilizaremos los rendimientos de la bomba de calor para obtener las potencias eléctricas consumidas a partir de la potencia térmica entregada, que supondremos igual a la carga térmica. De esta forma podremos dimensionar nuestra instalación fotovoltaica y, posteriormente, realizar una simulación para toda la temporada.

## Capítulo 4. Conversión fotovoltaica

La información contenida en este capítulo ha sido obtenida en su mayor parte de los *apuntes de la asignatura Energías Renovables*, del Dr. Marcelo Izquierdo Millán; del libro *Photovoltaic Solar Energy Generation* (2005), de A. Goetzberger y V. U. Hoffmann, del libro *Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica* (2008), de José María Fernández Salgado; y del libro *Energía Solar Fotovoltaica, Cálculo de una instalación aislada* (2009), de Miguel Pareja Aparicio.

### 4.1. Introducción a la conversión fotovoltaica

#### 4.1.1. La energía solar

El Sol, la estrella del Sistema Solar, es el origen de cada una de las fuentes de energías que existen en el mundo, tanto fósiles como renovables. Aun así, la energía solar hace referencia a la energía obtenida directamente del Sol.

Para fines de aprovechamiento energético, el Sol es una esfera de gases a alta temperatura de unos 700.000 km de radio, situado a una distancia media de la Tierra de 150 millones de kilómetros. El núcleo solar constituye la región comprendida dentro del 23% de su radio a partir del centro, zona que corresponde a un 40% de su masa y a sólo el 15% de volumen. Sin embargo, es en esta región donde se genera el 90% de la energía emitida por el astro. La temperatura en el núcleo es del orden de  $10^7$  K. En la corona solar, la capa más externa del Sol y que comprende unos 2.000 km desde la periferia, las temperaturas superan los  $10^6$  K.

El sistema Sol-Tierra actúa recíprocamente como una gran máquina de calor, cuyo foco caliente es el Sol y el frío la Tierra. A estos efectos, el Sol es tratado por la Física como un gran cuerpo negro cuya temperatura efectiva en la superficie es de 5.670 K. Sin embargo, otros métodos de cálculo dan como resultado temperaturas que llegan hasta los 6.300 K. Es obvio que nadie ha colocado un termómetro en la superficie del Sol, y dado que su temperatura se mide por métodos indirectos basados en diversos modelos, es lógico que no coincidan todas las estimaciones.

El Sol genera emisiones de radiación de alta energía, como la ultravioleta o los rayos X. Esta producción de energía tiene su origen en una reacción nuclear de fusión exotérmica. El Sol contiene esencialmente hidrógeno (H) y helio (He), aparte de proporciones menores de otros

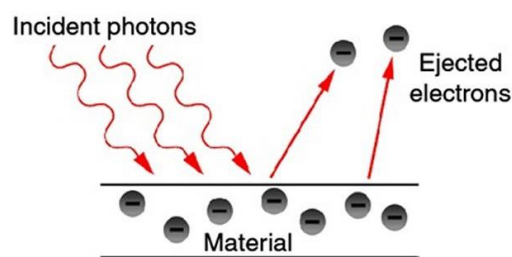
elementos. Las reacciones que tienen lugar en su interior son, por ejemplo, dos átomos de hidrógeno que producen helio, o uno de helio y uno de hidrógeno que producen litio, etc. En estas reacciones de fusión se libera una enorme cantidad de energía.

El Sol emite continuamente energía, generando un flujo de radiación solar que puede considerarse aproximadamente constante y que cuando llega al borde exterior de la atmósfera terrestre alcanza un valor de  $1.367 \text{ W/m}^2$ . A este valor se le denomina constante solar, que es la energía por unidad de tiempo (potencia) que atraviesa una superficie perpendicular al flujo solar en el borde exterior de la atmósfera. De este flujo recibido aproximadamente un 30% se refleja y un 70% es absorbido.

#### **4.1.2. El efecto fotoeléctrico**

La conversión fotovoltaica es la forma más directa de conversión de la radiación solar en electricidad y se basa en el efecto fotoeléctrico, observado por primera vez por el físico francés Edmund Becquerel en 1839. Aunque fue Becquerel el primero en describir el efecto fotoeléctrico, su descubrimiento permaneció como inexplorado durante medio siglo, hasta que en 1887 Heinrich Hertz llevó a cabo las primeras investigaciones con detalle en sus experimentos sobre la producción y recepción de las ondas electromagnéticas. Sin embargo, el efecto fotoeléctrico siguió siendo un misterio hasta que Albert Einstein aportó una explicación al mismo en 1905, basándose su teoría de la fotoelectricidad en el trabajo de los cuantos de Max Planck.

El efecto fotoeléctrico consiste en la aparición de una corriente eléctrica en ciertos materiales cuando estos son iluminados por radiación electromagnética. En la siguiente figura puede verse un esquema del efecto fotoeléctrico. Los fotones o cuantos de luz incidentes sobre la superficie son absorbidos por los electrones del medio, absorbiendo estos últimos suficiente energía para hacerles escapar del mismo.



**Figura 4.1. Efecto fotoeléctrico. Fuente: *Physics of the Universe***

Los materiales sobre los que aparece este efecto se denominan semiconductores, siendo el silicio (Si) uno de los más conocidos. El silicio posee 14 electrones, de los cuales 4 son de valencia. Estos 4 electrones están disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos hasta completar la capa de valencia (8 electrones). Si se conforma un cristal de silicio puro, cada uno de sus átomos formará una unión covalente con otros 4 átomos de silicio, compartiendo entre ellos los electrones de valencia. De esta forma, no habrá electrones libres dentro del cristal.

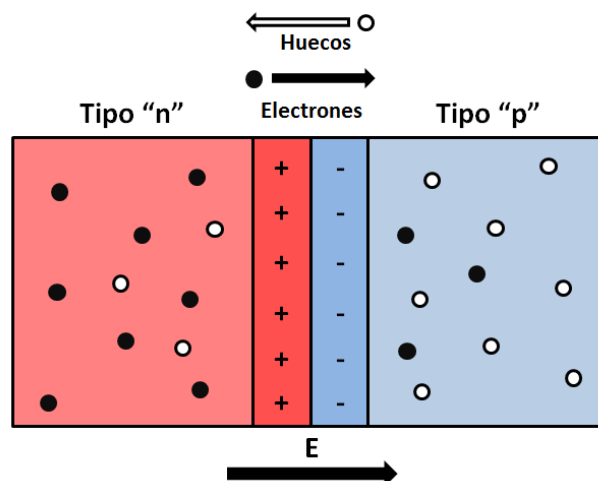


Si se sustituyen algunos átomos de silicio por átomos de elementos pentavalentes (los cuales poseen 5 electrones de valencia) como el fósforo, el arsénico o el antimonio; 4 de los electrones del átomo de fósforo se emplearán para unirse a los de silicio mientras que el quinto electrón se encontrará débilmente unido a la red. Este electrón libre será capaz de separarse del átomo de fósforo con el suficiente aporte de energía de una fuente externa, disponiendo de libertad de movimiento dentro de la red cristalina. Este tipo de material es denominado semiconductor de tipo “n” y se dice entonces que el cristal ha sido “dopado”.

Si, por el contrario, cristales de silicio se dopan con átomos de elementos trivalentes como pueden ser el boro o el galio, los cuales tiene 3 electrones de valencia, se conseguiría una red en la que se necesitaría un electrón adicional para completar los enlaces entre los átomos de silicio. Este electrón que falta se denomina “hueco” y produce un efecto opuesto, como si de un electrón “positivo” se tratase. En este caso, el semiconductor se denomina de tipo “p”.

Si se une un material tipo “n” con un material tipo “p” se constituye lo que se denomina un diodo o una unión “p-n”. En el material “n” los portadores de carga libre (electrones) poseen potencial negativo, mientras que en el material “p” poseen potencial positivo. De este modo, los electrones libres del material tipo “n” detectarán que hay una zona próxima en la que no existen electrones libres y esto hará que se produzca un flujo de electrones hacia la zona “p”. Por el contrario, los huecos de la zona “p” detectarán una zona colindante en la que no existen huecos, generando un flujo de cargas positivas hacia la zona “n”.

Al incidir fotones de luz sobre el material, se iniciará el proceso de difusión de electrones y huecos: en la zona “p” se genera un exceso de cargas negativas, mientras que en la zona “n” habrá un exceso de cargas con potencial positivo. En este proceso los electrones pasan de la banda de valencia a la banda de conducción, creándose una diferencia de potencial consecuentemente. Este efecto se muestra a continuación.



**Figura 4.2. Unión p-n y potencial eléctrico**

Como se aprecia en la figura, este fenómeno de difusión y la diferencia potencial creada entre ambas zonas origina un campo eléctrico en la región de unión (también denominada región de agotamiento) que será mayor cuanto mayor sea la difusión de huecos y electrones de una zona

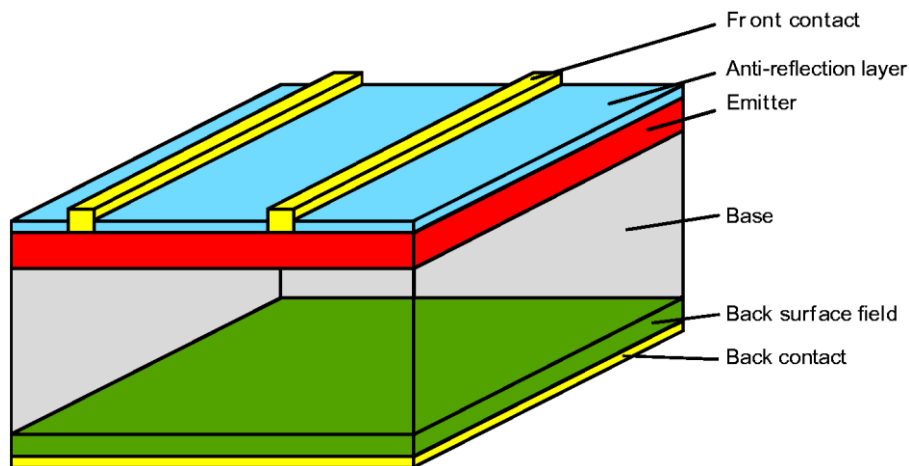
a otra. Este proceso finalizará cuando el potencial eléctrico del campo alcance un valor de equilibrio tal que impida a electrones y huecos continuar difundiéndose.

Una vez alcanzada este valor de equilibrio se habrá conseguido crear en la unión p-n un campo eléctrico permanente. Este potencial eléctrico es el que explica el fenómeno fotovoltaico.

#### 4.1.3. La célula solar

Prácticamente todos los sistemas fotovoltaicos incorporan una unión p-n en un semiconductor a través del cual se genera la diferencia de potencial. Estos sistemas se conocen como “células solares”. La absorción de la radiación solar tiene lugar en un material semiconductor el cual es capaz de absorber una gran parte del espectro solar. Dependiendo de las características del material, la absorción de la radiación solar se realiza en una zona más o menos cercana a la superficie.

Como se explicó anteriormente, al dopar un cristal se le convierte en un receptor de electrones y huecos. Esto tiene su aplicación en las uniones p-n que se utilizan en las células fotovoltaicas solares. En ellas, debe evitarse que los pares electrón-hueco generados por la radiación solar vuelvan a recombinarse, para lo cual es útil su separación mediante la diferencia de potencial creada en estas uniones. A continuación se puede observar la composición típica y los componentes básicos de una célula solar.



**Figura 4.3. Composición típica de una célula solar. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005)**

En la célula solar, la luz incide normalmente sobre una lámina de tipo “n” denominada capa emisora (“Emitter” en la figura), de espesor muy fino, y consigue penetrar lo suficiente en el cristal como para crear pares electrón-hueco en las proximidades de la unión con el material de tipo “p”, también llamada capa base (“Base” en la figura). La unión p-n se encuentra, por tanto, muy cerca de la superficie para que aumente la probabilidad de transporte de las cargas generadas por la radiación. Podemos decir que el grosor de la capa emisora influye en el rendimiento de la célula y suele ser, por lo general, inferior a 1  $\mu\text{m}$ . Además, ofrece una resistencia alta, por lo que la superficie de contacto con la capa base deberá estar bien diseñada.

Por otro lado, la superficie del material semiconductor tiende a reflejar una parte de la radiación solar que incide sobre ella, disminuyéndose de esta manera la radiación que llega al par semiconductor. Para evitar esto, se suele incluir una finísima capa de material antirreflectante.

Como comentaremos en profundidad más adelante, las células solares se agrupan entre sí para formar módulos fotovoltaicos, que son los que tienen utilidad práctica. Los módulos están formados por un determinado número de células de silicio cristalino conectadas en serie o por una capa fina (película delgada) de material que también está internamente conectada en serie. El módulo tiene dos propósitos principalmente: proteger las células solares del ambiente exterior y generar un voltaje superior al de una sola célula, la cual solo produce un voltaje inferior a 1 V.

Por otro lado, se define el rendimiento de la célula como la potencia eléctrica generada entre la radiación solar interceptada por la célula. Aunque se analizará con mayor detalle en capítulos posteriores, a modo introductorio podemos decir que las células fotovoltaicas producidas hoy en día a escala industrial tienen rendimientos de entre el 13 y el 16 %, aproximadamente, siendo el rendimiento del módulo algo menor por razones que comentaremos más adelante. Sin embargo, los mejores rendimientos obtenidos en laboratorio alcanzan valores en torno al 25-30 %.

#### **4.1.4. Materiales**

El silicio es el elemento más abundante después del oxígeno y se encuentra en la mayoría de rocas. No obstante, hasta alcanzar su forma cristalina con la menor cantidad de imperfecciones posibles debe someterse a costosos procesos de transformación. Este material (dopado con elementos como el boro o el fósforo para conseguir crear una unión p-n) constituye actualmente la base de la mayoría de células solares.

El material más utilizado a día de hoy en la tecnología fotovoltaica es el silicio cristalino. Existen dos configuraciones básicas de los cristales de silicio:

- Silicio Monocristalino
- Silicio Policristalino

Las características básicas de estos materiales empleados en la fabricación de células fotovoltaicas se resumen a continuación:

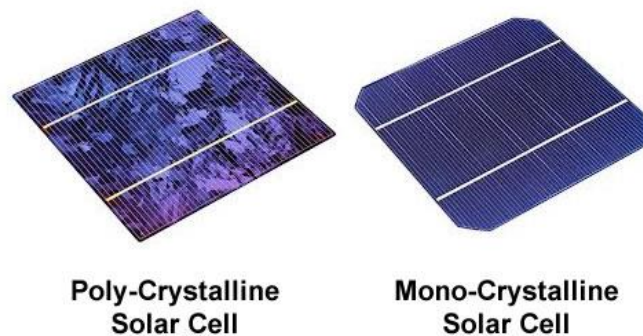
##### **4.1.4.1. Silicio Monocristalino**

- Rendimientos de la célula de entre el 12-16 %, aproximadamente.
- Requiere un elaborado proceso de fabricación, empleando cantidades enormes de energía eléctrica y un material caro, por lo que se encarece el coste.
- La estructura cristalina que se obtiene dota a la superficie de un brillo uniforme.

#### 4.1.4.2. Silicio Policristalino

- Rendimientos de la célula de entre el 11-15 %, aproximadamente.
- Se obtiene fundiendo el material semiconductor y vertiéndolo en moldes rectangulares. El proceso de fabricación es menos costoso que el del silicio monocristalino
- Su estructura cristalina, a diferencia de la del monocristalino no es uniforme, mostrando la superficie zonas de brillo diferentes.

La diferencia entre ambos tipos de células solares puede apreciarse en la siguiente figura.



**Figura 4.4. Célula solar de silicio Policristalino y monocristalino. Fuente: Silicon Solar**

#### 4.1.4.3. Silicio amorfo

El primer material utilizado en la conversión fotovoltaica fue el silicio amorfo, también denominado de película delgada. Este material tiene unas propiedades bastante diferentes respecto a las del silicio cristalino, y los rendimientos obtenidos inicialmente fueron bajos. Actualmente el rendimiento de la célula de silicio amorfo ha aumentado hasta valores en torno al 13 %, estando los rendimientos de los módulos en el rango del 6-8 %. Los módulos de silicio amorfo o película delgada han conseguido entrar en el mercado, principalmente para uso en interiores y siendo atractivo para su uso en fachadas debido a su presencia física. Como ventajas podemos mencionar su bajo coste y su rápida producción.

#### 4.1.4.4. Otros materiales

Aparte de las ya mencionadas, existen otras tecnologías en investigación que se basan en distintas alternativas al silicio como material base. Estas nuevas tecnologías se basan en la utilización de materiales compuestos semiconductores como el  $\text{CuInSe}_2$ ,  $\text{CuGaSe}_2$  o  $\text{CuInS}_2$  y sus aleaciones  $\text{Cu(In,Ga)(S,Se)}_2$ , también denominados CIGS. Los primeros resultados de cristal simple de  $\text{CuInSe}_2$  (CIS) fueron prometedores, pero la complejidad del material hizo difícil el desarrollo como tecnología de película delgada. En desarrollos posteriores se añadió Ga y S, lo que ayudó a aumentar el rendimiento. El mejor rendimiento obtenido en laboratorio para esta tecnología ha alcanzado un valor próximo al 19%, estando ya los módulos presentes en el mercado, aunque en pequeñas cantidades.

Otro material empleado es el Teluro de Cadmio ( $\text{CdTe}$ ). Las células de película delgada

basadas en este material ya se conocen y se producen comercialmente. Tras una larga y variada fase de desarrollo se han conseguido rendimientos de la célula de un 16 % aproximadamente y del 10 % cuando se forman en módulos.

A día de hoy se siguen desarrollando nuevas tecnologías de configuración de las células solares como son las células de concentración, de transición, multicapa, etc; teniendo como objetivo una mejora del rendimiento de la célula.

#### ***4.1.5. Ventajas de la conversión fotovoltaica***

Las principales ventajas de la conversión fotovoltaica se indican a continuación:

- Conversión directa de la radiación solar en electricidad (en corriente continua).
- No se producen ruidos ni existen partes mecánicas en movimiento.
- No se suelen generar altas temperaturas (en los sistemas concentrados sí se alcanzan altas temperaturas).
- No genera contaminación, excepto en el proceso de fabricación.
- Los módulos fotovoltaicos tienen una vida útil larga, de aproximadamente 20 años y con una buena seguridad.
- La fuente de energía es libre e inagotable.
- La energía fotovoltaica es una fuente de energía flexible, con aplicaciones que van desde los vatios hasta los megavatios de potencia.

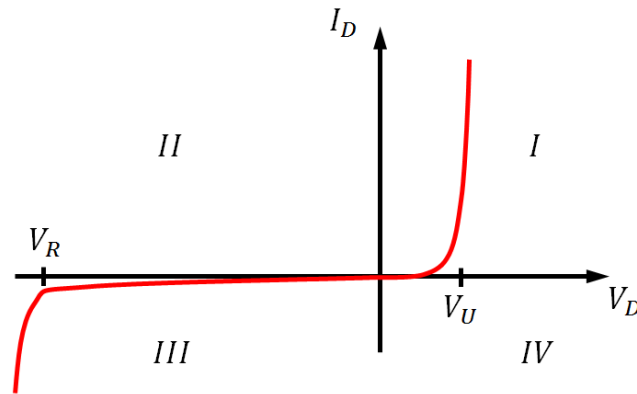
## **4.2. Curvas y parámetros característicos**

En este apartado se describirán las curvas y los parámetros característicos de la célula solar: las curvas I-V y P-V; el circuito equivalente de una célula solar; el rendimiento y el efecto de la temperatura.

**NOTA:** los siguientes apartados se utilizarán las células solares para definir los parámetros y las curvas características. Las mismas explicaciones servirán para su formación en módulos, aunque los valores de intensidad, voltaje y potencia para el módulo serán mayores.

### ***4.2.1. Curva características***

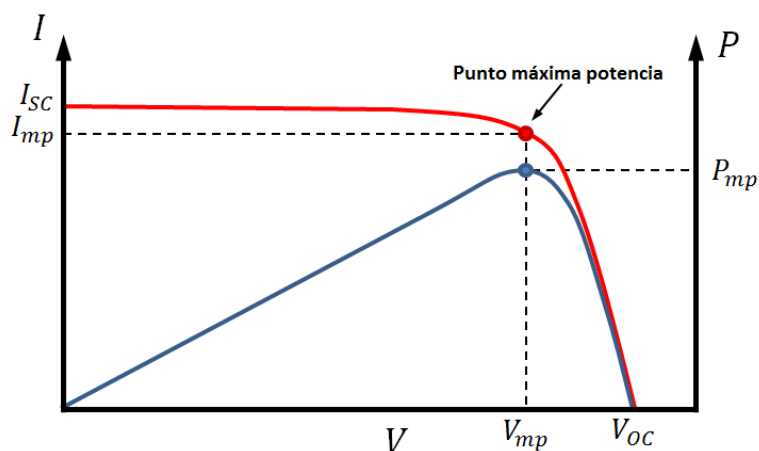
Por lo explicado en el principio del capítulo sabemos que la célula solar se comporta básicamente un diodo de silicio de gran área, en el que el ánodo es la región de tipo “p” y el cátodo la región de tipo “n”. La curva característica de este diodo se puede representar igual que la curva de un diodo normal y se muestra en la siguiente figura.



**Figura 4.5. Curva intensidad-voltaje para un diodo de silicio.**

En el cuadrante *I* (polarización directa), prácticamente no se genera corriente cuando el voltaje es nulo o muy pequeño, pero cuando se alcanza el voltaje umbral  $V_U$ , que se encuentra en torno a los 0,4-0,6 V, la corriente aumenta de forma brusca. En el cuadrante *III* (polarización inversa), se observa como la intensidad es prácticamente independiente de la tensión hasta que se alcanza el voltaje de ruptura del diodo  $V_R$ , a partir del cual la intensidad comienza a aumentar. Generalmente esto conduce a la destrucción del diodo.

Como se explicó anteriormente, la luz solar incidente en las células solares generan portadores de carga que permiten a la corriente circular a través de una carga. El número de portadores de carga es proporcional a la radiación incidente, por lo que la intensidad fotogenerada también será proporcional a la radiación solar. De esta forma, podemos aplicar el principio de superposición a la célula solar, de tal forma que la corriente total generada en la célula sea la suma de la corriente fotogenerada producida por la radiación solar y la correspondiente al diodo de la unión p-n. El resultado de esta superposición es la curva característica I-V de la célula solar, la cual se muestra en rojo en la siguiente figura. También se representa en azul la curva P-V, resultado de multiplicar la intensidad por el voltaje para cada punto de funcionamiento.



**Figura 4.6. Curvas características I-V y P-V de la célula solar**

En la curva podemos ver como la corriente generada apenas varía al aumentar el voltaje hasta

llegar a un punto donde un pequeño aumento del voltaje produce una caída brusca en la intensidad. Si la célula no recibe radiación solar, la intensidad generada será la generada en el diodo sometido a un voltaje  $V$  y puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$I = I_D = I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (4.1)$$

siendo,

- $I_D$  la corriente a través del diodo.
- $I_0$  la corriente de saturación del diodo, que depende del tipo, la densidad de dopaje y de la calidad del material semiconductor, y de la calidad de la junta p-n.
- $V_T$  es un valor constante llamado “voltaje térmico”:  $V_T = \frac{m \cdot k \cdot T}{q}$ , donde  $q$  es la carga del electrón,  $k$  la constante de Boltzmann,  $T$  la temperatura absoluta y  $m$  un factor de calidad del diodo que varía entre 1 y 2.

Si sobre la junta p-n incide radiación solar, se genera una corriente fotogenerada adicional  $I_L$ . De este modo, la corriente total producida  $I$  será la diferencia entre la corriente fotogenerada y la corriente del diodo:

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right] \quad (4.2)$$

Esta corriente  $I$  podrá ser entregada a una carga. Si multiplicamos cada punto de la curva de intensidad por el voltaje  $V$  tendremos la potencia generada que se entrega a la carga. En la figura se observa la variación de la intensidad  $I$  (curva roja) y de la potencia  $P$  (curva azul) con el voltaje  $V$ .

En las curvas se puede observar otros parámetros de importancia:

- **$I_{SC}$  – Corriente de cortocircuito:** valor máximo de intensidad que puede generar la célula solar, y que se da cuando el voltaje es 0. Valores típicos de la corriente de cortocircuito para el silicio cristalino suelen estar en torno a los 3 A.
- **$V_{OC}$  – Tensión de circuito abierto:** tensión máxima que se puede producir en la célula. Se obtiene cuando no circula corriente por la célula. Para el silicio cristalino este valor suele ser del orden de 0,6 V.
- **$P_{mp}$  – Punto de máxima potencia:** punto óptimo de funcionamiento en el que se genera la máxima potencia que puede entregar la célula. En la gráfica de potencia indica el valor de la potencia máxima  $P_{mp}$ . En la curva I-V queda definido por  $I_{mp}$  y  $V_{mp}$ , que son la intensidad de máxima potencia y el voltaje de máxima potencia, cuyo producto da como resultado  $P_{mp}$ .

De la figura anterior se puede observar que la curva característica I-V se asemeja a un rectángulo de lados  $I_{SC}$  y  $V_{OC}$ . Sin embargo, hemos visto que la potencia máxima que se puede

generar es inferior al producto  $I_{SC} \cdot V_{OC}$ , siendo esta  $I_{mp} \cdot V_{mp}$ . Esta desviación respecto al comportamiento ideal de la célula queda recogida en el llamado **factor de llenado o fill factor, FF**, el cual se obtiene mediante la expresión:

$$FF = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (4.3)$$

Interesa que el  $FF$  sea lo más próximo posible a la unidad. Para células de silicio cristalino de buena calidad, este factor puede llegar a superar el 80%, estando valores típicos comprendidos entre 0,7 y 0,8 (70 y 80%). En el caso del silicio amorfo, el  $FF$  es algo menor, variando este entre 0,5 y 0,7.

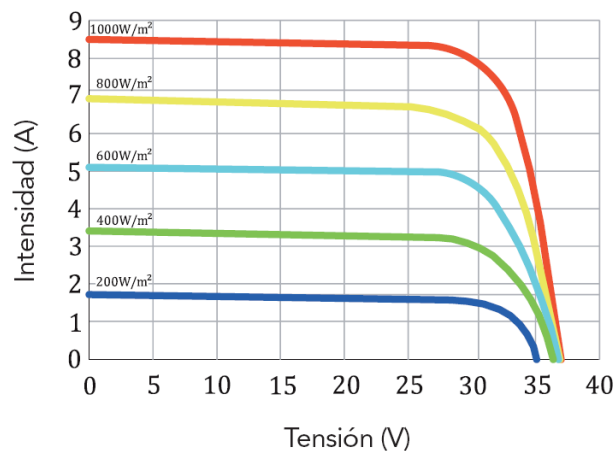
#### Condiciones Estándar de Medida o STC (*Standard Test Conditions*)

Es importante mencionar en este punto que las curvas características de las células solares y de los módulos fotovoltaicos se dan para un funcionamiento bajo las denominadas Condiciones Estándar de Medida o STC (*Standard Test Conditions*). Estas condiciones están definidas por los siguientes parámetros:

- Radiación solar:  $1.000 \text{ W/m}^2$
- Temperatura de trabajo de la célula:  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Espectro de aire AM (*Air Mass*): 1,5

Bajo estas condiciones se indica la denominada “potencia pico” de la célula o el módulo, en “vatios pico”  $W_p$ . Este concepto puede conducir a error, ya que si la radiación solar fuese mayor a  $1.000 \text{ W/m}^2$  o la temperatura de la célula fuese inferior a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , la potencia máxima producida sería mayor. No obstante, la mayor parte del tiempo se opera en condiciones de menor radiación y mayor temperatura.

La radiación incidente sobre la célula influirá, por tanto, en su curva característica I-V, disminuyendo la potencia máxima según sea menor la radiación. A continuación se muestran varias curvas a diferentes niveles de radiación para el módulo A-240P de Atersa.



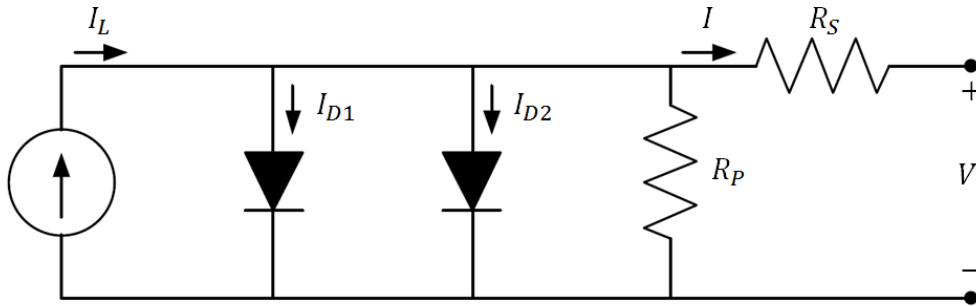
**Figura 4.7. Curva I-V del módulo A-240P para varios niveles de radiación. Fuente: Atersa**



La curva para una célula tendría una forma semejante, aunque unos valores de intensidad y tensión menores.

#### 4.2.2. Circuito equivalente

El funcionamiento de la célula solar puede ser representado por el circuito equivalente de la siguiente figura.



**Figura 4.8. Circuito equivalente de una célula solar**

La radiación solar incidente en la célula produce la corriente fotogenerada  $I_L$ , representada por una fuente corriente. Las corrientes  $I_{D1}$  e  $I_{D2}$  representan las corrientes de saturación del diodo de la unión p-n. Aunque antes las hemos agrupado en una sola corriente  $I_D$ , aquí las dividimos en dos diferenciadas. Son corrientes minoritarias denominadas corrientes de fuga que se pierden en el emisor ( $I_{D1}$ ) y en la base ( $I_{D2}$ ). Estas dos corrientes se pueden agrupar en una sola que represente la recombinación inducida en el sistema  $I_D$ . Como hemos visto con anterioridad, esta intensidad depende exponencialmente de la tensión  $V$  en la zona de polarización directa del diodo. De esta forma, cuanto más aumente la tensión, mayor será esta corriente y menor intensidad  $I$  le llegará a la carga.

Por otro lado, la resistencia en paralelo  $R_P$  simboliza las pérdidas de energía generadas por defectos en la unión p-n y en la estructura cristalina del material debidos al proceso de fabricación. La resistencia en serie  $R_S$  representa las pérdidas ocasionadas por la resistencia del material semiconductor al paso de la corriente, posibles contactos entre metal y semiconductor, etc. De este modo y con el objetivo de reducir las pérdidas, interesa que  $R_P$  tenga un valor lo más alto posible y  $R_S$  lo más bajo posible.

#### 4.2.3. Rendimiento

El rendimiento de la célula solar es su parámetro más importante y se define como la potencia eléctrica fotovoltaica generada  $P_{FV\ cel}$  entre la potencia o radiación solar que incide sobre su superficie  $I_{S\ cel}$ , que será igual a la radiación solar  $I_S$  en  $W/m^2$  multiplicada por el área de la célula  $A_{cel}$ . La expresión para su cálculo es la siguiente:

$$\eta_{cel} = \frac{P_{FV\ cel}}{I_{S\ cel}} = \frac{P_{FV\ cel}}{I_S \cdot A_{cel}} \quad (4.4)$$

Al igual que para la potencia máxima  $P_{mp}$ , los fabricantes suelen dar el valor del rendimiento nominal para condiciones estándar de medida STC. De esta forma, en la expresión del rendimiento la potencia producida será la potencia máxima de la célula y la radiación incidente serán  $1000 \text{ W/m}^2$  por el área de la célula  $A_{cel}$ .

$$\eta_{nom\ cel} = \frac{P_{mp}}{I_{STC\ cel}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{STC} \cdot A_{cel}} \quad (4.5)$$

El valor del rendimiento depende de múltiples factores como pueden ser el tipo de material de la célula u otros que veremos más adelante como la temperatura de trabajo.

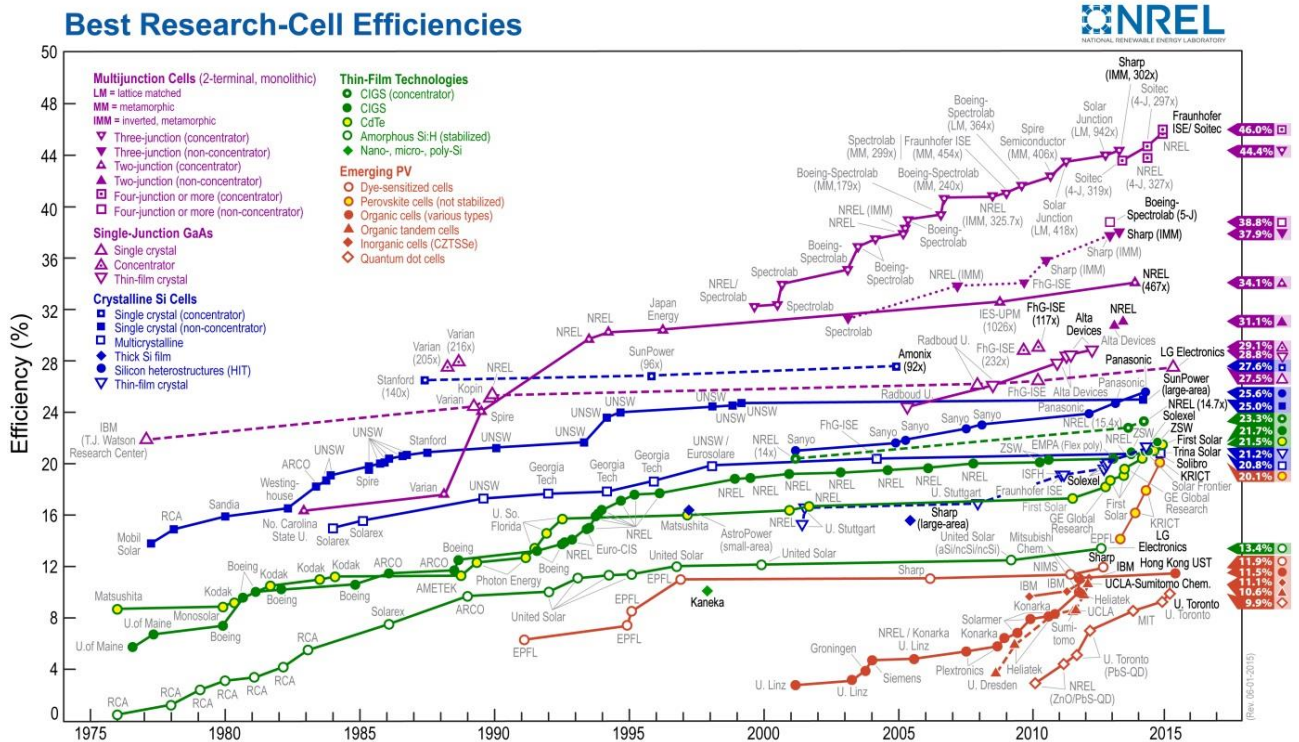
El NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) recoge y mantiene actualizado el gráfico de la *Figura 4.9* en el que se puede observar la evolución de los mayores rendimientos de células obtenidos en laboratorio para diferentes materiales y tecnologías.

En ella se puede ver como el rendimiento de tecnologías consolidadas como son el silicio cristalino (en azul) o las células de película delgada (en verde) se han mantenido más o menos constantes en los últimos años. El mayor rendimiento obtenido para el silicio monocristalino ha sido un 27,6 % para tecnologías de concentración y del 25 % para tecnologías sin concentración. A su vez, el silicio Policristalino ha alcanzado un valor máximo inferior, llegando solamente a un 20,8 %. Por otro lado, las tecnologías de película delgada han obtenido rendimientos máximos que van desde el 21,5 % para el telurio cádmico (CdTe) hasta el 23,3 % para CIGS de concentración.

Es importante mencionar que aunque los rendimientos máximos de laboratorio de estas tecnologías hayan permanecido estables en estos años, en lo que se ha mejorado significativamente es en la fabricación y producción de las células de manera industrial y a un menor coste.

En la figura también se aprecia la aparición de tecnologías alternativas que muestran una tasa de mejora de rendimiento más rápida. En morado aparecen las células multiunión, con las que se pretende una mejora del rendimiento que compense el elevado coste que conlleva su producción. Abajo podemos ver nuevas tecnologías emergentes como son las células orgánicas e inorgánicas o las células de perovskita, las cuales tienen rendimientos menores pero costes mucho más bajos.

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor



**Figura 4.9. Evolución de los rendimientos máximos para diferentes tecnologías de células.**

**Fuente: NREL**

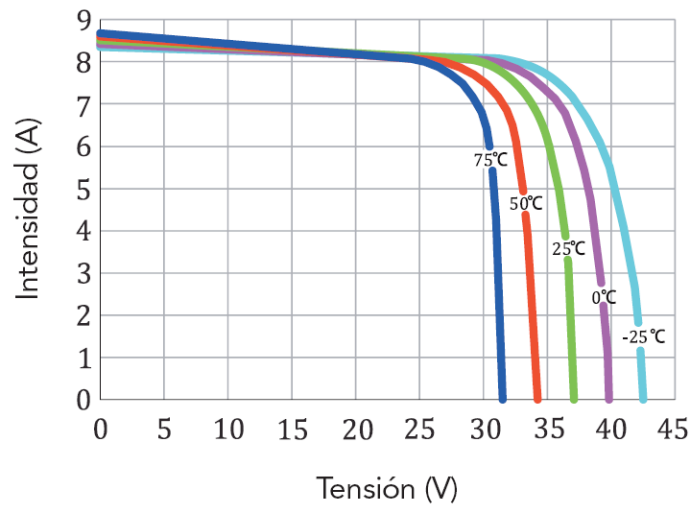
### 4.2.4. Efecto de la temperatura

La temperatura de trabajo de la célula afecta a la corriente de cortocircuito y al voltaje de circuito abierto. En concreto, un aumento de la temperatura supone un incremento de la corriente de cortocircuito, aunque al mismo tiempo una disminución mucho menor, en proporción, del voltaje de circuito abierto. Al afectar a estos 2 parámetros, la curva I-V variará, ya que estos valores determinan la forma de la curva. Aun así, el tipo de variación y la magnitud de esta no serán igual para ambos valores. En concreto, al aumentar la temperatura aumenta el valor de  $I_{SC}$  y disminuye en mayor proporción  $V_{OC}$ . En consecuencia, la temperatura afectará también a la potencia generada, disminuyendo esta cuanto mayor sea la temperatura.

Los fabricantes suelen dar en las hojas de características del módulo los valores de las variaciones de  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  y  $P_{mp}$  con la temperatura. Para ello, se toma como referencia la temperatura de las STC, 25 °C, y se indica la variación en porcentaje de estos parámetros por cada grado superior a los 25 °C. El diseño de un sistema fotovoltaico debe tener en cuenta esta pérdida de potencia debida a la temperatura, ya que, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico superará una gran parte del tiempo los 25 °C. Por ello, es importante colocar los módulos en lugares en los que estén bien aireados.

A modo ilustrativo, se muestra la variación de la curva I-V con la temperatura para el módulo A-240P de Atersa. En ella se puede ver el efecto anteriormente mencionado: a mayor

temperatura, mayor  $I_{SC}$ , menor  $V_{OC}$  y menor  $P_{mp}$ .



**Figura 4.10. Curva I-V del módulo A-240P para varias temperaturas. Fuente: Atersa**

Para las células de silicio cristalino, la potencia producida disminuye en torno a un 0,4-0,5 %/K (superior a 25 °C) y las de silicio amorfo alrededor de un 0,2-0,25 %/K. Esta disminución se traduce en una pérdida del rendimiento del módulo del mismo valor, ya que el rendimiento es directamente proporcional a la potencia generada. Esta pérdida de rendimiento la calcularemos en el capítulo siguiente para obtener el rendimiento total del sistema fotovoltaico.

### 4.3. Tecnología del módulo solar fotovoltaico

Una célula solar tiene un área de 100 cm<sup>2</sup> aproximadamente y cuando la radiación solar incidente sobre ella es de 1.000 W/m<sup>2</sup> produce una corriente de unos 3 A y un voltaje de 0,5-0,6 V, aproximadamente. Estos valores son limitados en comparación a los demandados por aparatos y usuarios. Además, la célula es un componente muy frágil, no está aislada eléctricamente y no dispone de un soporte mecánico propio. Por todo ello, las células solares se ensamblan entre sí para formar una única estructura: el módulo o panel fotovoltaico.

#### 4.3.1. Composición del módulo fotovoltaico

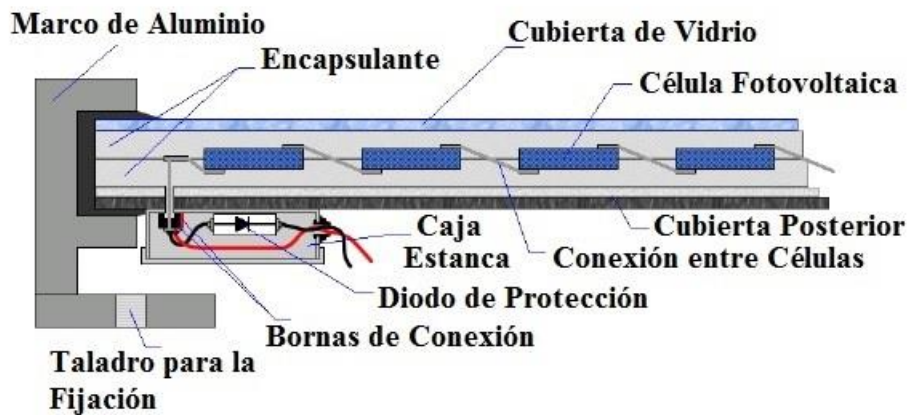
El módulo fotovoltaico está formado por un determinado número de células conectadas entre sí. La conexión de las células más habitual es la conexión en serie, aunque también existen módulos con células en paralelo o combinando serie-paralelo.

Hasta el año 2000 aproximadamente, el módulo de silicio cristalino estaba compuesto por unas 30-36 células conectadas en serie, con una potencia pico de unos 50 W. A día de hoy existen módulos comerciales de hasta 300 W de potencia pico y que pueden llegar a agrupar hasta 100 células en serie y en paralelo. Para los materiales de película delgada (silicio amorfo, CdTe y otros), los módulos se suelen fabricar directamente, sin necesidad de agrupar las células entre

sí individualmente.

Las células solares están ensambladas entre un estrato superior de cristal y uno inferior de material plástico, generalmente Tedlar, o de cristal. El producto preparado de esta manera se introduce en un horno a alta temperatura, con vacío de alto grado, y el resultado que se obtiene es que las células quedan encapsuladas en el material plástico. Los marcos son normalmente de aluminio para dotar al conjunto de estabilidad y resistencia mecánica garantizando muchos años de funcionamiento. La cubierta transparente frontal se suele fabricar de vidrio templado para proteger al módulo de posibles impactos o golpes y agentes meteorológicos como la lluvia, el granizo, etc.

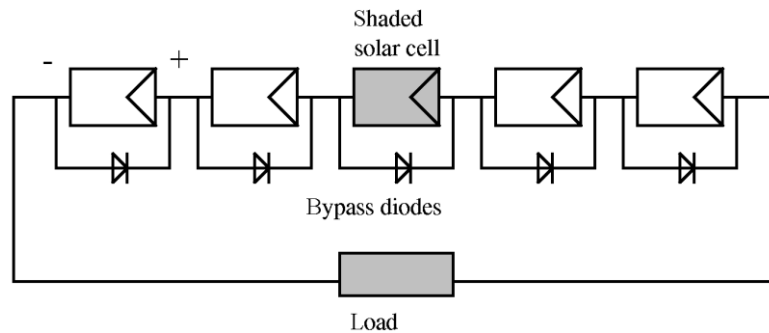
En las partes frontal y superior de las células se encuentran los circuitos eléctricos para transportar la electricidad generada. En la parte trasera del módulo suele estar la caja de conexiones, con los terminales positivo y negativo, así como los diodos de by-pass. En la siguiente figura se muestra una sección transversal típica de un módulo fotovoltaico.



**Figura 4.11. Composición de un módulo fotovoltaico. Fuente: Ingemecánica**

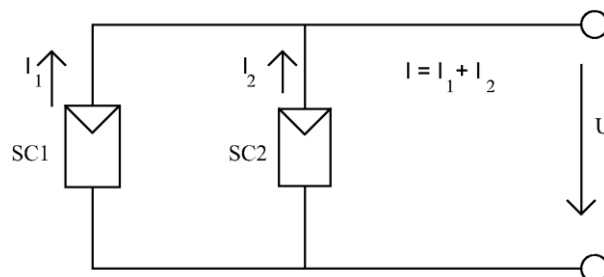
La conexión entre células, como se ha dicho, puede realizarse en serie o en paralelo. La conexión en serie hace que la corriente que circula por cada célula sea la misma, mientras que la tensión total será la suma de la tensión de cada célula. Esta disposición genera un problema indeseado: cuando una célula está parcial o totalmente sombreada genera una corriente inferior al del resto de células. Este fenómeno hace que la corriente total del módulo sea la de la célula de menor corriente, en este caso la sombreada, produciéndose una caída drástica de la potencia. Además, esto puede dar lugar a la formación de puntos calientes en el módulo en las zonas donde tiene lugar este efecto y generar una resistencia muy alta en el diodo comparada con la de la carga, lo que puede dar lugar a la saturación del módulo.

Para evitar esta situación se colocan los llamados “diodos de by-pass”, en paralelo a las células. Si se produce este efecto en alguna, la corriente sortea dicha célula derivándose por el diodo de by-pass. Aunque la situación ideal sería que cada célula tuviese un diodo en paralelo (Figura 4.12), en la práctica lo que se hace es disponer un diodo de by-pass cada 15 o 20 células.



**Figura 4.12. Módulo con células en serie y diodos de by-pass. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005)**

Por otro lado, la conexión en paralelo se utiliza cuando se requieren altos valores de corriente, ya que la corriente total del módulo será la suma de las corrientes producidas por cada célula, mientras que la tensión será la de una célula.



**Figura 4.13. Módulo con células en paralelo. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005)**

### 4.3.2. Conexión entre módulos

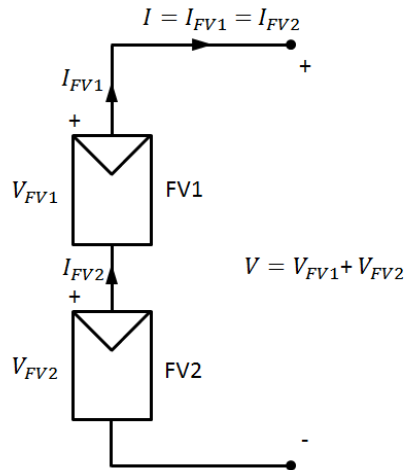
En la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas será necesario conectar varios módulos en serie o en paralelo con el fin de obtener los niveles de tensión y corriente adecuados a la potencia requerida. Existen tres tipos de conexiones entre módulos.

#### 4.3.2.1. Conexión en serie

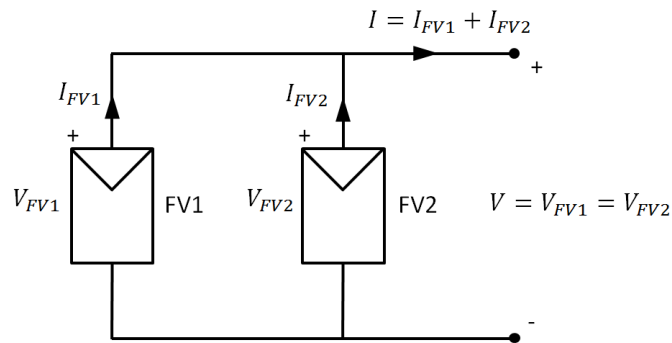
Se conectan un polo positivo de un módulo con el polo negativo del siguiente. De esta forma, se aumenta la tensión total del conjunto (suma de la tensión de cada módulo), mientras que la corriente que recorra los módulos será la misma e igual a la generada por uno de ellos. Un ejemplo de esta configuración se muestra en la *Figura 4.14*.

#### 4.3.2.2. Conexión en paralelo

Se conectan todos los polos positivos y por separado, todos los polos negativos de los módulos. Con esta configuración se consigue aumentar la corriente total del conjunto, suma de las corrientes de cada módulo, manteniendo el mismo valor de tensión. En la *Figura 4.15* se muestra un ejemplo de esta conexión.



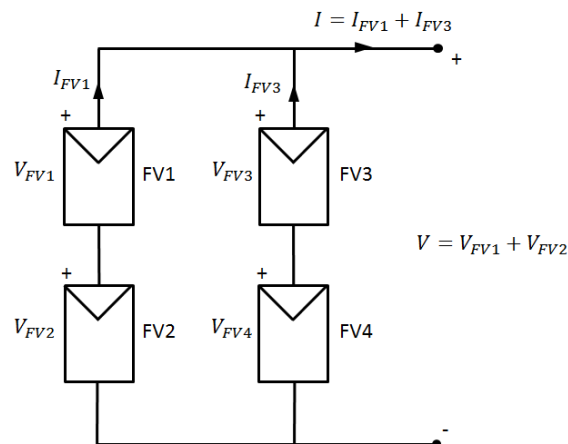
**Figura 4.14. Conexión en serie de módulos fotovoltaicos**



**Figura 4.15. Conexión en paralelo de módulos fotovoltaicos**

#### 4.3.2.3. Conexión mixta

Mezcla de las 2 anteriores configuraciones. El voltaje total será la suma de los voltajes de los módulos en serie y la corriente total la suma de las corrientes de cada rama de módulos en paralelo.



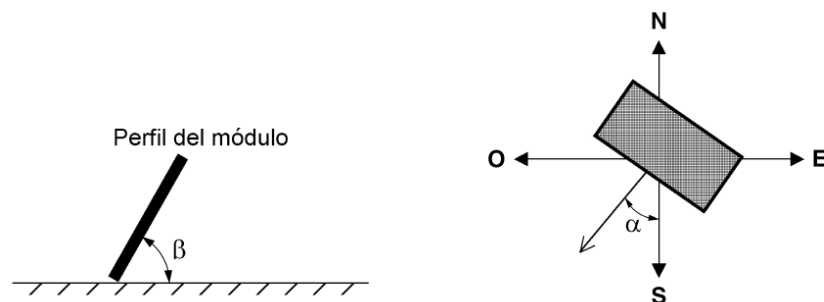
**Figura 4.16. Conexión mixta de módulos fotovoltaicos**



### 4.3.3. Orientación e inclinación de los módulos

El módulo produce la máxima potencia cuando la radiación solar incide perpendicularmente sobre su superficie. Para conseguir que esto siempre sea así la única forma posible de hacerlo es con un sistema de seguimiento solar (*tracking*). Normalmente, los módulos se instalan sobre una estructura de soporte fija en el tejado de los edificios, quedándose fijos en cuanto a orientación e inclinación. Por tanto, la máxima potencia solo será generada en los momentos en que la radiación solar incida de manera perpendicular al plano del módulo.

Los ángulos que definen la orientación e inclinación del módulo son el ángulo acimutal  $\alpha$  y el ángulo de inclinación  $\beta$ , los cuales se representan en la siguiente figura



**Figura 4.17. Inclinación y orientación del módulo. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red**

En cuanto a la orientación e inclinación óptima, en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red* (PCT-A) se indican los ángulos óptimos de orientación ( $\alpha$ ) y de inclinación ( $\beta$ ) para varios periodos de diseño. En el hemisferio norte, la orientación óptima es el Sur, aunque variaciones del ángulo acimutal de hasta  $\pm 10-15^\circ$  (hacia el Este o el Oeste) son aceptables.

En cuanto a la inclinación óptima, se indican los ángulos óptimos para varios periodos de diseño, que se recogen en la siguiente tabla.

Periodo de diseño	$\beta_{\text{opt}}$
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

$\phi$  = Latitud del lugar en grados

**Figura 4.18. Inclinación óptima del módulo para varios periodos de diseño. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red**

**NOTA:** En nuestro caso, aunque el funcionamiento de la instalación fotovoltaica vaya a ser anual (refrigeración y calefacción), sabemos que la demanda eléctrica de la bomba será mayor



en verano. El valor recomendado para el mes de Julio considera solo la producción para dicho mes. Nosotros consideraremos toda la temporada de verano, para la cual el ángulo de inclinación óptimo es 30°, y será el valor que escojamos a la hora de realizar los cálculos para el dimensionado del campo fotovoltaico en el capítulo siguiente.

#### 4.3.4. Características eléctricas

Lo explicado anteriormente respecto a los parámetros eléctricos y curvas características de una célula solar se puede aplicar de igual manera a los módulos fotovoltaicos, simplemente teniendo en consideración el aumento de la intensidad y/o el voltaje total según hayan sido conectadas las células en el módulo.

#### 4.3.5. Rendimiento del módulo

El rendimiento de la célula se definió según la ecuación (4.4). La radiación solar interceptada por la célula era igual a la radiación en  $W/m^2$  por el área de la célula. Ahora bien, cuando las células se agrupan para formar un módulo el área total del módulo expuesta a la radiación es mayor que la suma de las células que lo forman. Esto se debe a la presencia de elementos como el marco exterior o las zonas de interconexión de las células, las cuales no aportan área a la captación y transformación de la energía solar.

La expresión del rendimiento del módulo será, por tanto:

$$\eta_{mod} = \frac{P_{FV\ mod}}{I_S\ mod} = \frac{P_{FV\ mod}}{I_S \cdot A_{tot\ mod}} \quad (4.6)$$

siendo,

- $P_{FV\ mod}$  la potencia producida por el módulo fotovoltaico ( $W$ )
- $I_S$  la radiación solar global ( $\frac{W}{m^2}$ )
- $A_{tot\ mod}$  el área total del módulo ( $m^2$ )

De igual manera que la célula, el rendimiento nominal del módulo proporcionado por los fabricantes se da para las condiciones estándar de medida STC, por lo que podemos escribir:

$$\eta_{nom\ mod} = \frac{P_{mp\ mod}}{I_{STC\ mod}} = \frac{P_{mp\ mod}}{I_{STC} \cdot A_{tot\ mod}} \quad (4.7)$$

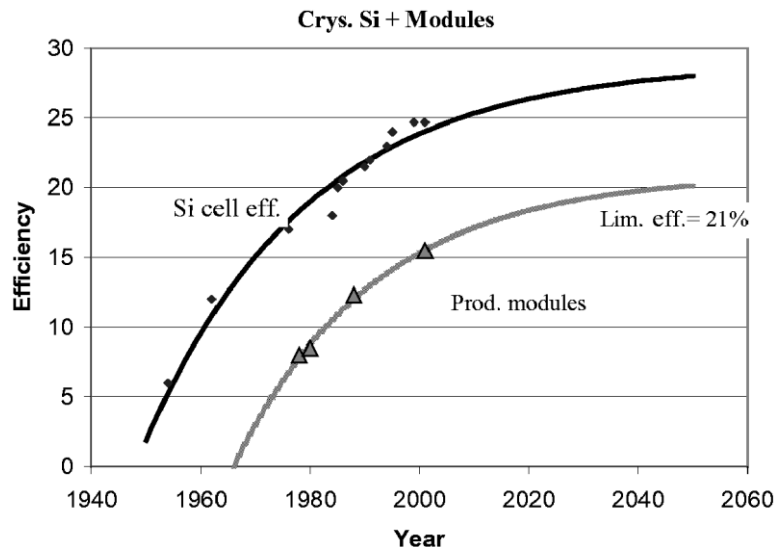
donde

- $P_{mp\ mod}$  la potencia máxima del módulo fotovoltaico ( $W$ )
- $I_{STC}$  la radiación solar en STC:  $1.000 \frac{W}{m^2}$

Podemos deducir, entonces, que el rendimiento del módulo siempre será inferior al de la célula. Además, el rendimiento real será inferior al nominal que da el fabricante, debido al efecto de la temperatura que vimos para la célula y a otras pérdidas que comentaremos más

adelante.

En la siguiente figura se puede ver una comparación entre los valores de rendimiento de los módulos de silicio cristalino producidos comercialmente y los rendimientos máximos de las células obtenidos bajo condiciones de laboratorio. En base a los datos obtenidos hasta el año 2000 se hace una previsión mediante funciones de ajustes que permiten estimar la variación de estos valores para los años posteriores.



**Figura 4.19. Máximos rendimientos de módulos y de células fotovoltaicas de silicio cristalino.**  
**Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005)**

En la comparativa se puede ver que las previsiones de futuro (hasta el año 2050) auguran un aumento del rendimiento del módulo de hasta el 21 %, mientras que el rendimiento actual podría considerarse en torno al 15-17 %, valor que se ajusta bien a los rendimientos típicos de los módulos que se comercializan en la actualidad. Por otro lado, el rendimiento de la célula se prevé que no llegará al 30 %, siendo inferior aún el rendimiento bajo condiciones reales de funcionamiento.

#### 4.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Podemos definir un sistema fotovoltaico como un conjunto de equipos, principalmente eléctricos y electrónicos, que tienen como objetivo la captación y transformación de la energía solar en electricidad.

Independientemente de su uso y potencia, podemos clasificar los sistemas fotovoltaicos en dos grupos:

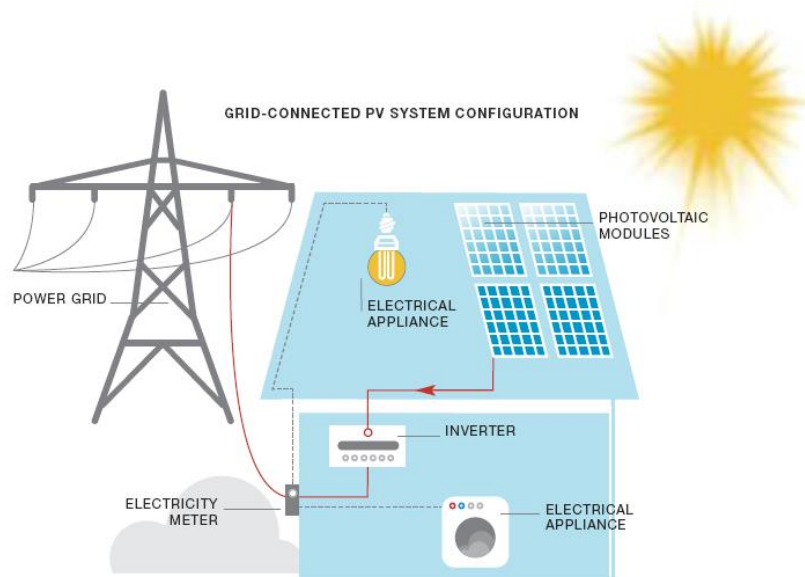
- **Sistemas aislados**, también denominados “*off-grid*”.
- **Sistemas conectados a la red** o “*grid-connected*”.

#### 4.4.1. Sistemas conectados a red

Los sistemas conectados a red tienen como objetivo el exportar la energía fotovoltaica producida a la red eléctrica. Pueden ser sistemas domésticos que exporten la energía producida que les sobra del consumo a la red o bien sistemas destinados exclusivamente a la producción de energía para la exportación a red como son las plantas de energía fotovoltaicas.

En estos sistemas, es necesaria la conexión con las líneas de distribución de la compañía eléctrica, teniendo que cumplir para ello los requerimientos establecidos. También se suele incluir un sistema de medición: un contador de energía bidireccional que mide la energía exportada e importada de la red. Sin embargo, no hay sistema de almacenamiento, ya que es la red eléctrica misma la que hace las funciones de las baterías.

Los componentes característicos de un sistema conectado a red son: el campo o generador fotovoltaico, el inversor para la conexión a red y el contador de energía bidireccional. A continuación se muestra el esquema de un sistema conectado a red.



**Figura 4.20. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red. Fuente: EPIA**

#### 4.4.2. Sistemas aislados

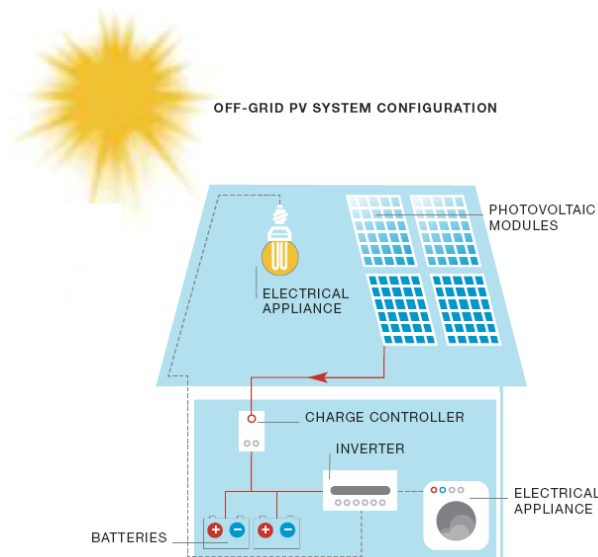
Los sistemas fotovoltaicos aislados no se encuentran conectados a la red eléctrica. Esto puede ser debido a que no existe la red eléctrica en ese lugar o bien porque no compensa pagar el coste de conexión a la misma. Este tipo de instalaciones son características para instalaciones con consumos de energía relativamente bajos, como pueden ser sistemas de alumbrado, de seguridad, pequeños electrodomésticos, etc.

El rango de potencia de estos sistemas puede ir desde varios vatios hasta varias decenas de KW. La electricidad producida no siempre será suficiente para satisfacer la demanda eléctrica, por lo que este tipo de sistemas suelen incorporar sistemas complementario para la generación de electricidad que no es capaz de producir el campo fotovoltaico. Estos sistemas

complementarios pueden ser motores o grupos electrógenos conectados a alternadores u otras fuentes de energía renovable como puede ser la energía eólica.

La instalación que se planteará en el presente proyecto utilizará el **aporte de la red eléctrica como fuente de energía complementaria**, dado que se encontrará situada en un hotel de la ciudad, con la posibilidad de la conexión a la red de distribución. La aplicación (bomba de calor) requerirá por tanto una alimentación de electricidad en corriente alterna. El objetivo no será exportar electricidad a la red sino **buscar el complemento entre el uso de la energía fotovoltaica y el uso de la red**, de manera que el sistema esté diseñado para importar electricidad de la red en aquellas situaciones en las que la producción fotovoltaica no sea capaz de satisfacer toda la demanda eléctrica. Podemos decir entonces que nuestro sistema no será un sistema aislado puro, aunque podemos considerarlo como tal teniendo en cuenta esta consideración.

Los principales componentes de los sistemas aislados son el campo o generador fotovoltaico, el controlador o regulador de carga, el sistema de almacenamiento (baterías) y el inversor. Una disposición característica de estos elementos se muestra en la siguiente figura.

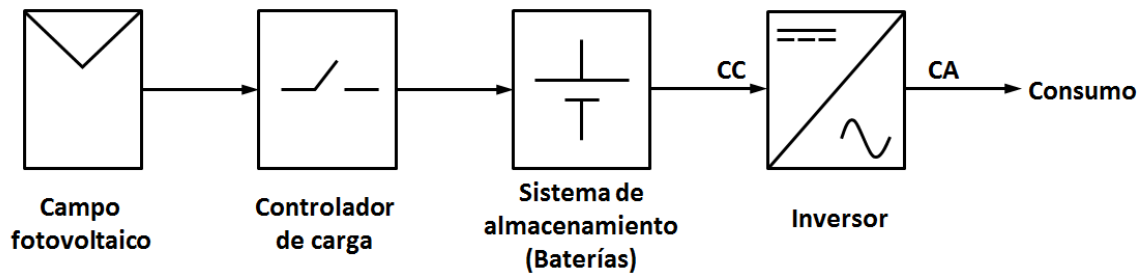


**Figura 4.21. Esquema de un sistema fotovoltaico aislado. Fuente: EPIA**

Este tipo de sistemas, al no estar conectados a la red eléctrica, aparte de añadir fuentes auxiliares de energía, suelen incluir sistemas de almacenamiento (baterías) para la acumulación de la energía fotovoltaica producida. Esto se debe a que el campo fotovoltaico producirá energía en las horas de radiación solar, mientras que la demanda eléctrica máxima suele darse en otros momentos del día. Por tanto, la energía no utilizada durante las horas de sol será acumulada para su posterior uso en horas de mayor demanda. Profundizaremos en este y en los demás componentes en el siguiente apartado.

## 4.5. Componentes principales de un sistema fotovoltaico

En este proyecto nos centraremos en los sistemas aislados con aporte de red como fuente de energía complementaria. En este apartado describiremos cada uno de los componentes que forman parte de un sistema fotovoltaico aislado. Un esquema básico de los componentes se representa a continuación.



**Figura 4.22. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado**

### 4.5.2. Campo o generador fotovoltaico

El campo o generador fotovoltaico estará formado por un determinado número de módulos fotovoltaicos, interconectados entre sí en serie y/o paralelo con el objetivo de obtener una potencia de salida acorde a la demanda eléctrica que se pretende satisfacer, obteniendo para ello los valores de tensión e intensidad apropiados para el sistema que se diseñará.

El objetivo del proyecto será el dimensionado del sistema fotovoltaico, siendo la piedra angular del mismo el dimensionado del campo fotovoltaico, calculando para ello el área óptima de módulos fotovoltaicos para satisfacer la demanda eléctrica de la bomba de calor. Al ser una asociación de módulos, el comportamiento del campo fotovoltaico será análogo al de un módulo: potencia generada, efecto de la temperatura de trabajo de los módulos, etc.

Los módulos fotovoltaicos que constituyen el generador estarán montados sobre una estructura soporte, la cual estará diseñada para proporcionar al módulo la orientación en inclinación óptimas que comentamos en apartados anteriores, de cara a optimizar la captación y transformación de la energía solar. Estas estructuras pueden ser fijas o móviles. Las fijas se encuentran colocadas de un modo óptimo para maximizar la radiación interceptada durante el periodo de tiempo que se escoja (verano, invierno o todo el año). En la siguiente imagen podemos ver una estructura de estas características.



**Figura 4.23. Estructura de soporte fija. Fuente: Archiexpo**

Sin embargo, las estructuras móviles o de seguimiento solar (*solar tracking*) se adaptan al movimiento del sol, de forma que en cada momento, la radiación recibida por el módulo sea máxima. Este seguimiento puede ser en uno o dos ejes, variando el ángulo de inclinación y/o el ángulo acimutal. La elección de estos sistemas depende de las necesidades de la instalación, de los costes, la precisión deseada, etc. Es obvio que el coste es mucho mayor que el de las estructuras fijas.



**Figura 4.24. Estructura con seguimiento solar. Fuente: MecaSolar**

Para la instalación que diseñaremos y dadas las características de nuestra aplicación y el elevado coste que supondría instalar estructuras con seguimiento solar, escogeremos una estructura de soporte fija, situando los módulos en la azotea del edificio. La configuración que tendremos será parecida a la que se observa en la siguiente imagen.



**Figura 4.25. Disposición de módulos en azotea. Fuente: Goetzberger y Hoffmann (2005)**

#### **4.5.3. Regulador de carga**

El regulador o controlador de carga es el componente de la instalación encargado de controlar el estado de carga de las baterías, controlando sus procesos y carga y descarga. Sus principales

funciones son:

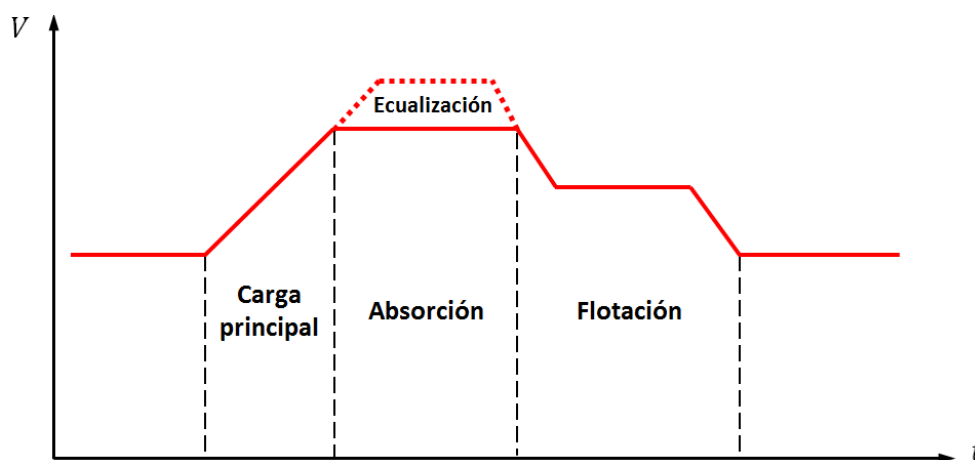
- Evita sobrecargas en la batería. Una vez la batería se carga al 100% controla que no se siga cargando. De esta forma se evita la gasificación excesiva del electrolito del interior de la batería.
- Impide la sobredescarga de la batería en los periodos de radiación solar insuficiente, evitando una disminución excesiva del voltaje. En estas situaciones el regulador corta la corriente que suministran las baterías al inversor.
- Controla el funcionamiento del campo de módulos fotovoltaicos en el punto de máxima potencia. Esta función es característica de los controladores de carga MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), de los que se hablará más adelante.

El regulador de carga es esencial para el buen funcionamiento del sistema fotovoltaico y de las baterías, alargando su vida útil. Por otro lado, el regulador de carga es en encargado de acoplar la tensión e intensidad que provienen del campo fotovoltaico a la tensión de las baterías. Normalmente, los fabricantes indican en las hojas de características de los reguladores el voltaje de las baterías para el que ha sido diseñado el controlador, aunque hay modelos que son capaces de ajustar la tensión de salida hacia las baterías para varios valores. Por otro lado, un parámetro característico de los reguladores de carga es la intensidad nominal de carga de las baterías. De estos parámetros se hablará en el capítulo siguiente.

Su funcionamiento se basa en un bucle de control que le permite adaptarse a las distintas situaciones de funcionamiento automáticamente.

#### 4.5.3.1. Etapas de carga de las baterías

La regulación del proceso de carga de las baterías se suele realizar en un mínimo de 3 etapas, pudiendo haber alguna adicional dependiendo del regulador y la batería escogido. En la *Figura 4.26* se muestran las etapas de carga de batería para un controlador de carga típico, representando la variación de la tensión de la batería en función del tiempo.



**Figura 4.26. Etapas de carga de baterías**



- **Etapas de Carga Principal:** la batería aún no está cargada totalmente, por lo que el regulador entregará el 100% de la energía producida por el campo de módulos para cargar la batería hasta alcanzar la tensión de absorción.
- **Etapas de Absorción:** Cuando la batería ha alcanzado el voltaje de absorción, el voltaje se regula a un valor constante para mantener el nivel de absorción. Esto evita el sobrecalentamiento y la generación de gases. Al valor de voltaje de absorción, la batería alcanza la plena carga. Para mantener el estado de plena carga el regulador inyecta una corriente pequeña denominada corriente de flotación.
- **Etapas de Flotación:** una vez cargada completamente la batería, se reduce la tensión hasta el valor de flotación o de carga flotante. Esta etapa hace que se mantenga un nivel bajo de carga para reducir la generación de calor y gases en una batería completamente cargada. El objetivo de esta etapa es proteger la batería contra las sobrecargas durante mucho tiempo.
- **Etapas de Ecualización:** algunas baterías se benefician de una intensificación periódica de carga que agite el electrolito, nivele el voltaje de celda y complete la reacción química. La carga de ecualización aumenta el voltaje por encima de la tensión de absorción y el electrolito se gasifica.

#### *4.5.3.2. Tipos de reguladores de carga*

Los reguladores de carga se pueden clasificar principalmente en dos grupos: los PWM, que básicamente son un interruptor entre el campo de módulos y las baterías; y los MPPT, que tienen la función de seguimiento del punto de máxima potencia.

- **Reguladores PWM (*Pulse Width Modulation*):** su funcionamiento es básicamente es de un interruptor que conecta el campo fotovoltaico a las baterías. Este tipo de regulador hace que el conjunto de módulos trabajen a la tensión de la batería, lo que conlleva una pérdida de rendimiento al hacer que los módulos no trabajen en el punto de máxima potencia la mayoría del tiempo.

Durante el periodo de carga, al estar trabajando los módulos a la tensión de la batería, estos producirán la corriente correspondiente su punto de funcionamiento para ese voltaje. Sin embargo, al llegar al voltaje de absorción, el regulador PWM cortará la producción de los paneles para que no se produzcan sobrecargas en las baterías.

Los reguladores PWM son una buena solución para sistemas menores debido a su bajo precio y a su sencillez. Como contrapartida tendremos que, debido a la disminución de rendimiento que provocan, deberemos instalara más módulos fotovoltaicos.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de un regulador PWM.





**Figura 4.27. Regulador de carga PWM. Fuente: Steca Elektronik**

- **Reguladores MPPT (*Maximum Power Point Tracking*):** el regulador de carga MPPT ajusta su tensión de entrada para obtener la máxima energía posible de los módulos fotovoltaicos, haciendo trabajar a los módulos en su punto de máxima potencia para las condiciones de funcionamiento que se estén dando. De esta característica es de donde viene su nombre: MPPT - *Maximum Power Point Tracking* o seguimiento del punto de máxima potencia. A continuación transforma la energía procedente del campo fotovoltaico para alimentar las distintas tensiones solicitadas: de las baterías y de las cargas de consumo. De esta forma, podemos tener un campo de módulos que tenga una tensión de salida de 48 V y un banco de baterías a 24 V.

A diferencia de los PWM, este regulador no desconectará los módulos de las baterías sino que limitará la potencia suministrada en las fases de absorción y flotación. Este tipo de reguladores es más sofisticado y tiene rendimientos más elevados que los PWM.

Por tanto, vemos que las ventajas del controlador MPPT sobre el PWM son notables, además de permitir utilizar módulos que tengan un valor de tensión diferente al de las baterías. Además, al hacer que el campo de módulos trabaje a una tensión mayor que el PWM, se disminuirán las caídas de tensión y podremos instalar cables de menor sección. Luego las principales ventajas que presentan el tipo de regulador escogido frente al anterior son la obtención de un mayor rendimiento, y permite emplear módulos fotovoltaicos incompatibles con los reguladores PWM por cuestiones de incompatibilidad entre la tensión del panel con la de la batería. Además, permite trabajar a mayor tensión en el campo fotovoltaico, disminuyendo caídas de tensión y permitiendo instalar cables de menor sección. Se puede observar un regulador de carga MPPT en la *Figura 4.28*.



**Figura 4.28. Regulador de carga MPPT. Fuente: Victron Energy**

#### **4.5.4. Sistema de almacenamiento (baterías)**

Las baterías que forman el sistema de almacenamiento son las encargadas de almacenar la energía eléctrica en forma de corriente continua producida por el campo fotovoltaico. Su régimen de carga será muy variable, con periodos de carga a nivel alto que pueden ser seguidos con periodos de muy baja carga durante momentos de baja radiación solar y alta demanda eléctrica.

Para aplicaciones fotovoltaicas, las baterías más utilizadas son las de plomo-ácido (Pb-ácido). Este tipo de baterías tiene numerosas aplicaciones, entre las que también se encuentran las baterías de los automóviles. Mientras que las baterías de los automóviles están diseñadas para soportar corrientes elevadas (200 o 350 A) durante unos instantes en el arranque del motor, las baterías solares deben ser capaces de mantener una corriente moderada durante horas. Además, durante la noche, la batería permanecerá gran parte del tiempo descargándose sin recibir carga alguna. Generalmente, los tiempos de reposo de las baterías solares serán muy cortos, dado que la mayor parte del tiempo la batería está siendo cargada (durante el día) o descargada (por la noche).

##### **4.5.4.1. Tipos de baterías**

Dentro de las baterías de Pb-ácido podemos diferenciar tres tipos principalmente:

- **Estacionarias monobloc**

Las baterías estacionarias monobloc reciben su nombre por estar formadas por un solo bloque, ya que las celdas vienen unidas directamente en su interior, por lo que no es necesario conectarlas entre sí para obtener los 12 V típicos requeridos en instalaciones fotovoltaicas. Aun así, su capacidad es generalmente inferior a la de las translúcidas o las herméticas, que se comentarán en apartados posteriores.

Este tipo de baterías se suele emplear para instalaciones de poca potencia. Por lo general son de mayor tamaño que las empleadas en automóviles, aunque depende de la capacidad de la batería.



**Figura 4.29. Batería monobloc. Fuente: Exide Technologies**

- **Estacionarias translúcidas o transparentes (de placa tubular)**

Estas baterías suelen ser baterías de un vaso o celda, siendo su tensión del orden de los 2 V. Por ello, es necesario conectarlas entre sí en serie para alcanzar los valores de tensión típicos de los sistemas fotovoltaicos (12, 24 o 48 V), necesitándose 6 baterías para obtener 12 V o 12 baterías para tener los 24 V.

La diferencia entre las translúcidas y las transparentes es que el material del recipiente puede dejar ver el interior de la batería o no. Estas baterías tienen un tamaño y un peso mayor que las monobloc, y se suelen distribuir sin el electrolito, de manera que este se rellene posteriormente a la instalación.



**Figura 4.30. Batería transparente de placa tubular. Fuente: Victron Energy**

- **Estacionarias herméticas**

También se suelen denominar “sin mantenimiento”. Las características de materiales activos y las reacciones de carga y descarga son iguales a las anteriores, aunque no se tiene acceso al interior, de ahí su denominación. Generalmente, el electrolito de estas baterías no es líquido, sino que se encuentra gelificado, denominándose también como “baterías de gel”. Al encontrarse el electrolito gelificado y ser su densidad mucho mayor, se evitan problemas de derrames y se pueden instalar en cualquier posición, convirtiéndose en la mejor opción para instalaciones marinas (boyas o embarcaciones). Como contrapartida, su coste es mucho mayor que las anteriormente mencionadas.

Estas baterías no requieren ventilación al exterior, por ello su caja es hermética. Que no tengan mantenimiento quiere decir que no requieren la recarga de agua destilada. Otras tareas como limpieza, control y recargas adicionales sí son necesarias.



**Figura 4.31. Batería hermética de gel. Fuente: Victron Energy**

También debemos mencionar aquí otro tipo de baterías utilizadas en algunos sistemas fotovoltaicos: **las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd)**. El material del cátodo es níquel hidratado y el del ánodo cadmio. Estas baterías pueden soportar cargas y descargas excesivas sin ningún daño y tienen una profundidad de descarga cercana al 100% (cuando en el resto de baterías mencionadas están en torno a un 60-80%). Tienen mejores rendimientos a bajas temperaturas y buen comportamiento a altas humedades, lo que las hace ideales para climas tropicales. Además también evitan problemas como la congelación del electrolito.

No obstante, su alto coste (unas 6-8 veces el de una batería de Pb-ácido de la misma capacidad) ha hecho que no consigan sustituir a las baterías de Pb-ácido con electrolito líquido como principal batería de los sistemas fotovoltaicos.

#### 4.5.4.2. Capacidad de la batería

La capacidad de la batería consiste en la cantidad de electricidad que puede suministrar, siendo medida en amperios-hora (A·h). Esta capacidad depende de la duración de la descarga de la batería y, por ello, los fabricantes suelen proporcionar su valor para un régimen de descarga en horas determinado, siendo 10 o 100 horas valores típicos de estas duraciones de descarga. Siguiendo esto, los fabricantes indican la capacidad nominal  $C_N$  de la batería, por ejemplo, para 10 horas:  $C_{10}$  ; o para 100 horas:  $C_{100}$  .

De esta manera, la duración de la descarga se obtendrá de la división de la capacidad de la batería  $C_N(A \cdot h)$  entre la intensidad de descarga  $I_N(A)$ . Análogamente, podemos obtener la corriente que suministrará la batería en función de la capacidad de la batería y de la duración de la descarga. Esto se puede expresar a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Duración descarga (h)} = \frac{C_N(A \cdot h)}{I_N(A)} \quad (4.8)$$

También es importante mencionar que la capacidad de la batería está relacionada con la temperatura, aumentando si la temperatura disminuye y viceversa.

#### 4.5.4.3. Profundidad de descarga

La profundidad de descarga de una batería es el porcentaje de la capacidad de la batería que se utiliza durante un ciclo de carga o descarga y a partir del cual no es prudencial cargar o descargar las baterías. Es un valor que suele ser proporcionado por el fabricante.

. Según la profundidad de descarga podemos dividir las baterías en dos tipos:

- **Descargas superficiales:** admiten cargas/descargas del 20% de la capacidad nominal sin que se reduzca la vida útil de la batería.
- **Descargas profundas:** admiten cargas/descargas del 80% de la capacidad nominal sin que se reduzca la vida útil de la batería.

Las baterías empleadas en sistemas fotovoltaicos son baterías de descarga profunda, ya que

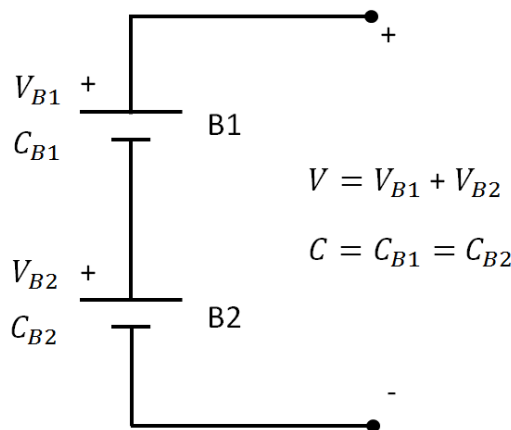
algunas instalaciones se diseñan para tener hasta varios días de autonomía.

#### 4.5.4.4. Conexión entre baterías

Dependiendo de la potencia de la instalación fotovoltaica tendremos un valor u otro de tensión nominal del sistema. Para llegar a alcanzar la tensión y capacidad adecuadas, en la mayoría de ocasiones hará falta conectar un número determinado de baterías en serie y/o en paralelo.

- **Conexión en serie**

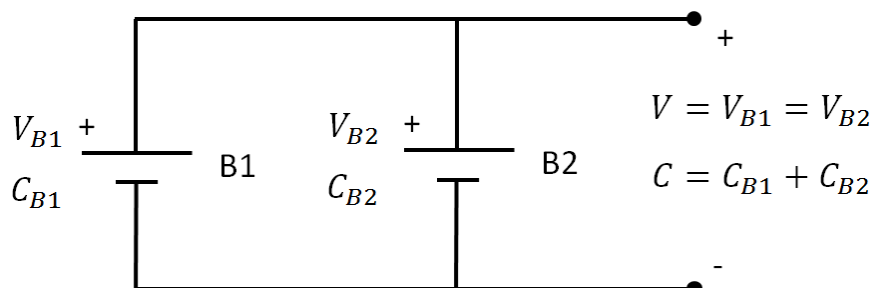
Se conectan un polo positivo de una batería con el polo negativo de la siguiente. De esta forma, se aumenta la tensión total del conjunto (suma de la tensión de cada batería), mientras que la capacidad total se mantiene, siendo igual a la de una de ellas (se supone que se conectan baterías de las mismas características). Esta configuración se muestra en la siguiente figura.



**Figura 4.32. Conexión en serie de baterías**

- **Conexión en paralelo**

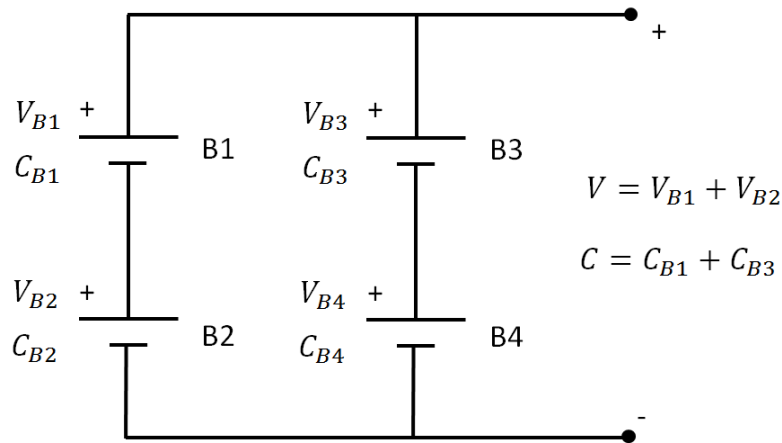
Se conectan todos los polos positivos y por separado, todos los polos negativos de las baterías. Con esta configuración se consigue aumentar la capacidad total del conjunto, suma de las capacidades de cada batería, manteniendo el mismo valor de tensión. En la *Figura 4.15* se muestra un ejemplo de esta conexión.



**Figura 4.33. Conexión en paralelo de baterías**

- **Conexión mixta:**

Mezcla de las 2 anteriores configuraciones. El voltaje total será la suma de los voltajes de las baterías en serie y la capacidad total la suma de las capacidades de cada rama de baterías en paralelo.



**Figura 4.34. Conexión mixta de baterías**

#### **4.5.5. Inversor**

El inversor transforma la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna dispuesta a ser alimentada a la carga. Normalmente, en sistemas fotovoltaicos aislados, el inversor convierte la tensión del sistema fotovoltaico de corriente continua a 230 V de corriente alterna.

La tensión de entrada de los inversores suele ser la tensión del banco de baterías, aunque también se puede conectar directamente a la salida regulador de carga para instalaciones de poca potencia. La tensión del sistema de almacenamiento suele ser 12, 24 o 48 V, pudiendo llegar a los 120 V para potencias elevadas.

Su funcionamiento se basa en circuitos electrónicos alimentados a tensión continua y producen una señal de tensión y frecuencia determinadas. Normalmente y para usos domésticos estos valores son de 230 V y 50 Hz.

Al igual que el regulador, poseen funciones de protección de las baterías ante sobrecargas y sobredescargas, contra cortocircuitos a la entrada y también detectan la ausencia de consumo, situación en la cual el inversor se queda en modo de reposo.

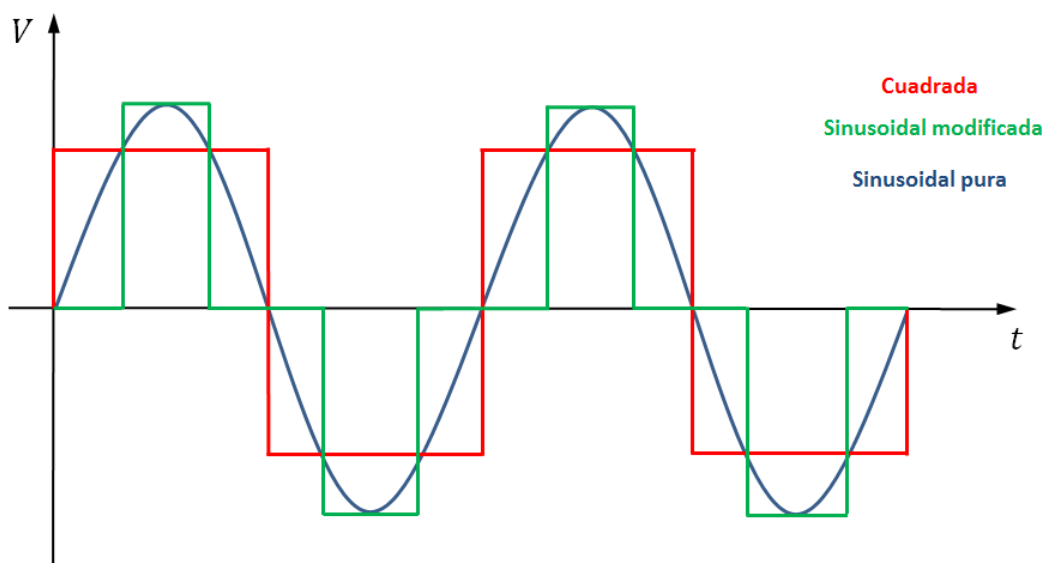
##### **4.5.5.1. Tipos de inversores**

Los inversores se encargan de adaptar la entra en corriente continua a corriente alterna, adaptando para ello la onda de CC (una recta horizontal en la gráfica V-t) que reciben de las baterías en una onda en A. Los inversores se pueden clasificar, por tanto, según el tipo de onda en corriente alterna que generen, siendo estas: onda cuadrada, onda sinusoidal modifica y

onda sinusoidal pura.

- **Inversores de onda cuadrada:** son los más básicos y sirven para iluminación y pequeños aparatos. Su potencia no suele sobrepasar los 500 W.
- **Inversores de onda sinusoidal modificada o MSW (*Modify Sine Wave*):** Son capaces de alimentar a la mayoría de electrodomésticos. No obstante, este tipo de inversor suele presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas como son, por ejemplo, los motores. Su principal ventaja es su bajo precio.
- **Inversores de onda sinusoidal pura o PSW (*Pure Sine Wave*):** son los más modernos y sofisticados del mercado actual, y son por ellos los más utilizados actualmente. Están diseñados para representar la energía de la red eléctrica y son la mejor opción para alimentar equipos electrónicos sofisticados como pueden ser televisores de plasma, impresoras láser, etc. Sin embargo, son los más caros del mercado.

En la siguiente figura se representan las ondas de CA generada por cada uno de los tipos de inversores mencionados.



**Figura 4.35. Señal de salida de los inversores**

#### 4.5.5.1. Requisitos

Las características que deben cumplir los inversores son las siguientes:

- Rendimiento superior al 90% (se hablará del rendimiento del inversor en el siguiente apartado). Es recomendable que cumplan la denominada Eficiencia Europea.
- Compatibilidad electromagnética con los sistemas de accionamiento (motores eléctricos).
- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), incluso a en situaciones a carga parcial. Para ello se puede conectar directamente con el regulador de carga.

- Protecciones contra cortocircuitos en alterna, tensión y frecuencia de red fuera de rango, sobretensiones, perturbaciones, etc.
- Sistema de adquisición de datos y monitorizado

En la siguiente figura se puede apreciar la apariencia de un inversor.



**Figura 4.36. Inversor solar. Fuente: Victron Energy**

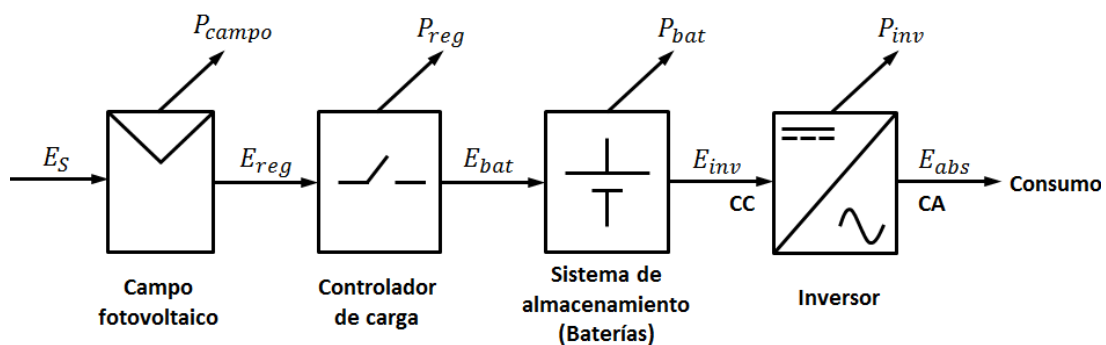
## 4.6. Rendimiento del sistema

El rendimiento de un sistema fotovoltaico como el representado en la *Figura 4.22* es el cociente entre la electricidad (energía) medida con un contador de corriente alterna a la salida del inversor que es absorbida por la demanda  $E_{abs}$ , y la energía solar interceptada por el campo de módulos fotovoltaicos  $E_S$ .

$$\eta_{sist} = \frac{E_{abs}}{E_S} \quad (4.9)$$

La energía solar se obtiene a partir de la radiación solar por unidad de área ( $\text{W/m}^2$ ) y su variación en el tiempo. Este valor se multiplica por el área total del generador fotovoltaico, que es el producto del área de un módulo por el número total de módulos que formen el campo generador.

En la *Figura 4.37* se puede observar la cadena de transformaciones de la energía solar interceptada.



**Figura 4.37. Generación y transporte de electricidad en el sistema**



En el campo fotovoltaico, una parte de la energía solar interceptada  $E_S$  se transforma en electricidad, siendo esta energía eléctrica cedida al regulador de carga  $E_{reg}$ . En esta transformación una parte de la energía solar se transforma en calor y es una pérdida en el sistema:  $P_{campo}$ . En el regulador o controlador de carga también se genera una pérdida de energía que se disipa al ambiente en forma de calor  $P_{reg}$ . El resto de la energía  $E_{bat}$  se alimenta al sistema de almacenamiento (baterías). Las baterías son un componente en el que también se generan pérdidas que se ceden al ambiente como calor  $P_{bat}$ , siendo entonces la energía cedida al inversor  $E_{inv}$ . El inversor transforma la corriente continua en alterna, generando también en este proceso una pérdida de energía en forma de calor  $P_{inv}$ . También se generan pérdidas por caída de tensión y efecto Joule en el cableado de la instalación. Finalmente, la energía entregada al consumo es  $E_{abs}$ .

Este balance nos permite escribir, incluyendo las pérdidas en el cableado  $P_{cable}$ :

$$E_S = \sum P + E_{abs} \quad (4.10)$$

$$\sum P = P_{campo} + P_{reg} + P_{bat} + P_{inv} + P_{cable} \quad (4.11)$$

De esta forma, también podemos escribir el rendimiento del sistema como:

$$\eta_{sist} = \frac{E_{abs}}{\sum P + E_{abs}} \quad (4.12)$$

**NOTA:** Los valores de rendimiento que se proporcionarán en los siguientes apartados se han obtenido de los *apuntes de la asignatura Energías Renovables*, del Dr. Marcelo Izquierdo Millán y del libro *Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica* (2008), de José María Fernández Salgado.

#### 4.6.2. Rendimiento del campo fotovoltaico

En apartados anteriores vimos que el módulo tenía un rendimiento instantáneo dado por la ecuación (4.6) y un rendimiento nominal según la ecuación (4.7). También se analizó el efecto de la temperatura sobre la potencia y el rendimiento, viendo que el rendimiento disminuía un porcentaje por cada grado de temperatura superior a 25 °C. A continuación describiremos otras pérdidas que tienen lugar en el módulo y en el campo que reducen el rendimiento total del campo fotovoltaico.

Del balance de energía en el campo se obtiene:

$$\eta_{campo} = \frac{E_{reg}}{E_S} = \frac{E_{reg}}{P_{campo} + E_{reg}} \quad (4.13)$$

En el proceso de conversión fotovoltaica, la luz incidente se transforma en calor y en electricidad, pero de acuerdo a lo mencionado en este capítulo sabemos que solo se

transforma en electricidad como máximo un porcentaje aproximadamente igual al rendimiento del módulo el cual es de entre un 15-17 % para el estado del arte. Esto es válido para un solo módulo y en las condiciones ideales de laboratorio. La pérdida  $P_{campo}$  es precisamente la responsable del déficit energético de nuestra sociedad. Disminuir el valor de esta pérdida para conseguir aumentar el valor de la energía eléctrica producida se plantea como un reto difícil, pues la *Figura 4.19* ya nos informaba de que por esta vía, para la célula de silicio cristalino, el rendimiento teórico máximo a alcanzar en el futuro (sobre el año 2060) probablemente no llegue al 30%.

- **Pérdidas por efecto de la temperatura**

En el módulo fotovoltaico se producen unas pérdidas de rendimiento de en torno al 4-5 % por cada 10 °C de aumento de su temperatura de trabajo por encima de los 25 °C, aunque este porcentaje puede variar en función de la tecnología del módulo y del material de las células.

La temperatura de los módulos dependerán de factores ambientales como pueden ser la radiación solar, temperatura ambiente y velocidad del viento) y de otros relacionados a su ubicación (posición de los módulos y condiciones de aireación en su parte posterior.

Con el objetivo de minimizar las pérdidas por efecto de la temperatura será favorable escoger módulos con menores coeficientes de pérdidas por temperatura y seleccionar una ubicación donde sea posible que el panel se refrigere.

- **Pérdidas por tolerancia**

Aparte del efecto de la temperatura, la tolerancia que indica el fabricante para la potencia nominal puede hacer que la potencia (y por tanto el rendimiento) del módulo decrezca. Valores típicos de la tolerancia proporcionados por los fabricantes en las hojas de características suelen ser aproximadamente del  $\pm 5$  % de la potencia nominal, por lo que la potencia máxima producida puede ser un 5% inferior a la indicada.

- **Pérdidas por conexionado entre módulos**

Otra pérdida proviene de agrupar los módulos en serie, paralelo o en serie-paralelo con el fin de obtener el voltaje e intensidad prácticos requeridos. Al hacer esto, se generan nuevas pérdidas en las conexiones entre módulos debido a que no todos los módulos son exactamente iguales. Por ello, no todos generarán todos la misma corriente ni el mismo voltaje, y consecuentemente tampoco la misma potencia.

Las pérdidas por conexionado pueden llegar hasta valores del 10%, pero suelen ser cercanas a valores en torno al 1-4%.

- **Otras pérdidas en el módulo**

Aparte de las mencionadas, existen otras pérdidas en el módulo que pueden reducir su rendimiento. Entre ellas podemos mencionar el envejecimiento del módulo. Los fabricantes suelen garantizar una vida útil del módulo de 20 años y una pérdida del 20 % del rendimiento nominal, aproximadamente, lo que se traduce en una pérdida media del 1% anual. En el caso

del silicio cristalino este valor puede verse reducido hasta en torno al 0,5 % anual.

También hay que tener en cuenta las pérdidas originadas por la acumulación de polvo y suciedad, las cuales tienen valores típicos inferiores al 4% anual para superficies con un grado de suciedad elevado.

Otras pérdidas son las espectrales, dado que la variación del espectro real respecto al considerado en las condiciones STC (AM 1,5) puede provocar diferentes respuestas en las células fotovoltaicas, provocando ganancias o también pérdidas.

El sombreado parcial o total de los módulos a ciertas horas del día también provoca unas pérdidas en el rendimiento del módulo debido a una disminución de la captación de radiación solar.

En el capítulo siguiente entraremos a analizar las pérdidas en el módulo en detalle y a calcular el rendimiento total del campo fotovoltaico.

#### **4.6.3. Rendimiento del regulador**

Es el cociente entre la electricidad entregada al sistema de almacenamiento  $E_{bat}$  y la electricidad que le entrega el campo de módulos  $E_{reg}$ . La diferencia entre ambas es la energía perdida en forma de calor  $P_{reg}$ .

$$\eta_{reg} = \frac{E_{bat}}{E_{reg}} \quad (4.14)$$

El rendimiento del regulador de carga lo proporciona el fabricante en la hoja de características, normalmente para condiciones de plena carga. Su valor suele ser alto, entre 95-98%. Hay que recordar que su función será conseguir que el campo fotovoltaico funcione lo más cerca posible del punto de máxima potencia. El regulador no siempre consigue este efecto, por lo que su rendimiento puede ser inferior en esas circunstancias.

#### **4.6.4. Rendimiento del sistema de almacenamiento**

Es el cociente entre la electricidad entregada al inversor  $E_{inv}$  y la electricidad que le entrega el regulador de carga  $E_{bat}$ . La diferencia entre ambas es la energía perdida en forma de calor  $P_{bat}$ .

$$\eta_{bat} = \frac{E_{inv}}{E_{bat}} \quad (4.15)$$

El valor de este rendimiento suele ser proporcionado por el fabricante, aunque no siempre se da. Su valor también es alto, en torno al 95 %. No obstante, tanto las limitaciones impuestas para evitar las sobredescargas que pudieran disminuir la vida útil de las baterías como la variabilidad de los procesos de carga y descarga debido a las fluctuaciones de la demanda y la

radiación solar hacen que el rendimiento real sea inferior, aproximándose al 85 %.

#### 4.6.5. Rendimiento del inversor

Es el cociente entre la electricidad en corriente alterna suministrada a la demanda  $E_{abs}$  y la electricidad que le entregan las baterías de almacenamiento  $E_{inv}$ . La diferencia entre ambas es la energía perdida en forma de calor  $P_{inv}$ .

$$\eta_{inv} = \frac{E_{abs}}{E_{inv}} \quad (4.16)$$

Al igual que en el caso del regulador de carga, el rendimiento del inversor lo proporciona el fabricante en las hojas de características, normalmente dando el valor máximo para una temperatura de funcionamiento determinada. Su valor también es elevado, alrededor del 95 %, aunque puede disminuir según las condiciones de funcionamiento a carga parcial y en el seguimiento del punto de máxima potencia.

#### 4.6.6. Pérdidas en el cableado

En todo el cableado de la instalación se producen pérdidas por caídas de tensión y efecto Joule debidas a la circulación de corriente por un conductor de un material y una sección determinados. Estas pérdidas se pueden reducir con un buen diseño y dimensionado del cableado, debiendo considerar un equilibrio entre el aumento de coste de la instalación al colocar cables de mayor sección y la disminución de las pérdidas de potencia generadas en el cableado. Valores típicos de estas pérdidas son en torno al 3 % de la potencia total del sistema.

$$P_{cable} \simeq 3 \% \quad (4.17)$$

#### 4.6.7. Rendimiento global del sistema

Finalmente, si multiplicamos todos los valores de los rendimientos arriba mencionados, obtenemos a expresión que permite calcular el rendimiento global del sistema  $\eta_{sist}$ :

$$\eta_{sist} = \eta_{campo} \cdot \eta_{reg} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot (1 - P_{cable}) \quad (4.18)$$

En definitiva, se puede concluir que el rendimiento total del sistema será notablemente inferior al rendimiento nominal de los módulos que forman el campo fotovoltaico.

En el siguiente capítulo realizaremos el dimensionado de la instalación calculando para ello de forma detallada cada una de las pérdidas producidas para obtener el rendimiento total del sistema.

## Capítulo 5. Dimensionado del sistema fotovoltaico

### 5.1. Introducción

En este capítulo se describirá el proceso y los cálculos necesarios para realizar el dimensionado del sistema fotovoltaico. El objetivo será la producción de electricidad fotovoltaica para alimentar la bomba de calor reversible, funcionando como máquina frigorífica en la temporada de verano y como bomba de calor en la temporada de calefacción.

Es importante recordar que no se pretende la autosuficiencia energética del edificio, dado el estado del arte y el carácter variable e impredecible de la energía solar. Lo que se persigue es la máxima producción de electricidad posible para alimentar el consumo de la bomba mediante el aprovechamiento máximo de la cubierta, con objeto de instalar el máximo número de módulos fotovoltaicos. El proceso de cálculo que seguiremos se resume a continuación.

Primero se realizará el cálculo del área óptima de módulos para satisfacer la mayor demanda posible en las condiciones más extremas de funcionamiento. Para ello calcularemos previamente el rendimiento global del sistema.

Posteriormente, se calculará el área disponible en la cubierta del edificio para la instalación del campo fotovoltaico, comparándola con el resultado de área óptima obtenido.

A continuación se dimensionarán el resto de componentes de la instalación: sistema de almacenamiento, reguladores de carga e inversores.

Finalmente, se representará un esquema de la instalación final diseñada.

### 5.2. Dimensionado del campo fotovoltaico

El primer paso será dimensionar el campo de módulos fotovoltaicos que se instalará en la cubierta del hotel. Para ello, calcularemos el consumo de electricidad de la bomba de calor reversible en las condiciones extremas de funcionamiento para nuestro periodo de estudio, las

cuales se dan cuando la temperatura exterior de bulbo seco es máxima o mínima.

Tras realizar el cálculo de las cargas térmicas máximas y la posterior simulación para la temporada de refrigeración y calefacción se observa que las mayores potencias térmicas demandadas por el edificio se producirán en la temporada de refrigeración. Esto se traduce en que el mayor consumo de electricidad también tendrá lugar en verano. Por tanto, **el dimensionado de la instalación se realizará para las condiciones extremas de la temporada de refrigeración.**

### 5.2.1. Módulo Fotovoltaico

Para dimensionar el generador fotovoltaico lo primero que haremos será elegir un modelo de módulo solar fotovoltaico. El módulo elegido es el **A-260P GSE**, de la marca Atersa. Está formado por 60 células de silicio policristalino, tiene una potencia máxima de 260 W y un rendimiento nominal del 15,95 %. Posee una tensión y una corriente de máxima potencia de 31,23 V y 8,34 A. Las características eléctricas del módulo se muestran a continuación. Las especificaciones completas pueden consultarse en el *Anexo 4*.

#### A-xxxP GSE (xxx = potencia nominal)

##### Características eléctricas

Potencia Máxima (Pmax)	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	29.49 V	29.72 V	29.95 V	30.23	30.58 V	30.90 V	31.23 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	7.81 A	7.91 A	8.02 A	8.11	8.18 A	8.26 A	8.34 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	36.58 V	36.76 V	37.03 V	37.28	37.61 V	37.85 V	38.12 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8.36 A	8.45 A	8.54 A	8.64	8.71 A	8.82 A	8.91 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.11	14.42	14.73	15.03	15.34	15.65	15.95
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5						
Máxima Serie de Fusibles (A)	15						
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)						
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2						

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

**Tabla 5.1. Características eléctricas del módulo A-260P GSE. Fuente: Atersa**

Para este apartado nos interesan sobre todo las dimensiones del módulo y el valor del rendimiento nominal, así como los valores de pérdida de potencia o rendimiento por efecto de la temperatura y de tolerancia; que puedan causar una reducción de rendimiento. Esto nos servirá para obtener más adelante el rendimiento global del sistema. Indicamos, por tanto, dichos valores.

- **Rendimiento nominal:**

$$\eta_{nom\ mod} = 15,95 \% = 0,1595 \quad (5.1)$$

- **Coefficiente de pérdida de potencia (rendimiento) por efecto de la temperatura (por cada grado superior a 25 °C):**

$$K_{temp} = 0,38 \frac{\%}{^{\circ}C} \cdot \eta_{nom\ mod} = 0,0038 \ ^{\circ}C^{-1} \cdot \eta_{nom\ mod} \quad (5.2)$$

- Pérdidas por tolerancia:

$$P_{tol} = 3 \% \cdot \eta_{nom\ mod} = 0,03 \cdot \eta_{nom\ mod} \quad (5.3)$$

Aparentemente, la tolerancia de potencia que indica el fabricante son 0/+5 W. A priori puede parecer que la tolerancia sólo es positiva, por lo que nunca tendremos pérdidas de potencia asociadas a ella. Sin embargo, si nos fijamos en la letra pequeña, nos damos cuenta de que la tolerancia medida en STC (*Standard Test Conditions*) para el punto de máxima potencia es del  $\pm 3 \%$ . Esto nos puede hacer pensar que aunque los valores de potencia máxima y voltaje e intensidad de máxima potencia hayan sido medidos en STC, la tolerancia de 0/+5 W que indica el fabricante no haya sido medidas en estas condiciones. Para nuestros cálculos escogeremos el valor más desfavorable medido en STC: -3 %.

También necesitamos las dimensiones y el área del módulo para dimensionar el campo fotovoltaico. En la siguiente figura se muestran las dimensiones del módulo.

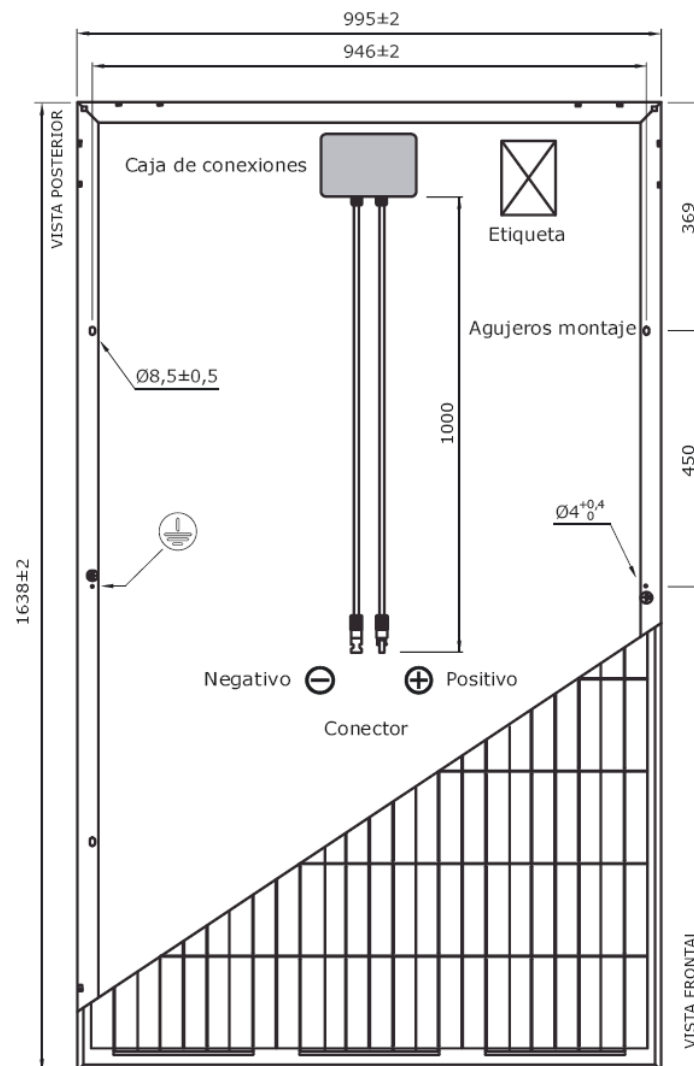


Figura 5.1. Dimensiones del módulo A-260P GSE. Fuente: Atersa

De la figura anterior podemos obtener el área total del módulo. Sabiendo que está formado por 60 células (6x10) de 156x156 mm, podemos obtener también el área efectiva de captación solar.

$$A_{tot\ mod} = 1,638\ m \cdot 0,995\ m = 1,63\ m^2 \quad (5.4)$$

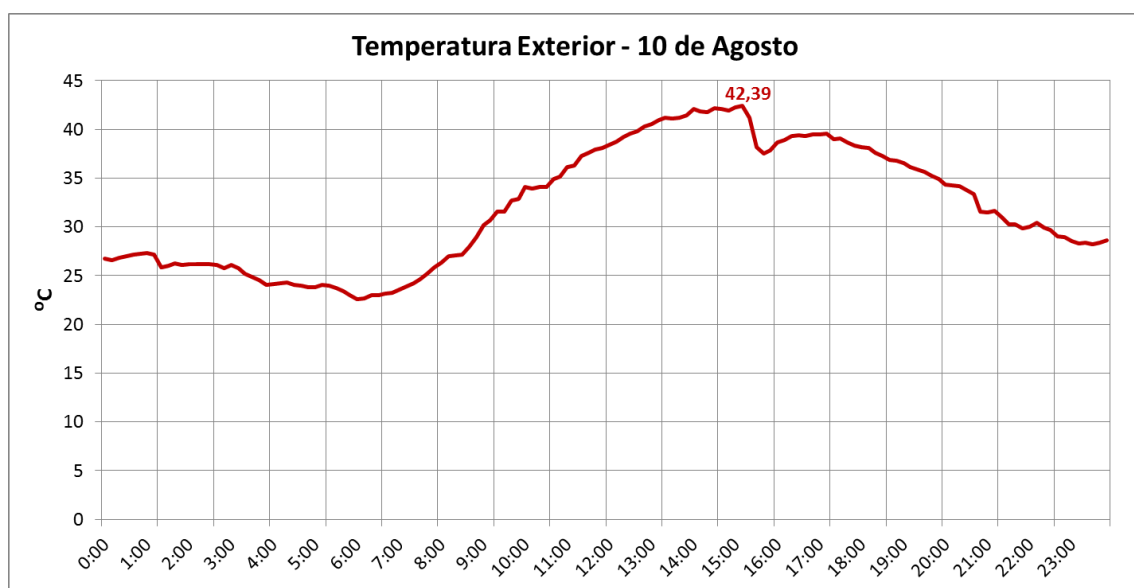
$$A_{ef\ mod} = 60\ células \cdot \frac{0,156\ m \cdot 0,156\ m}{célula} = 1,46\ m^2 \quad (5.5)$$

La diferencia entre estas áreas se debe a la presencia de elementos como el marco exterior y las zonas de interconexión entre células. Todas estas zonas no aportan área a la captación y transformación de la energía solar, y, por tanto, no las tendremos en cuenta a la hora de realizar nuestros cálculos de potencia y energía generadas. Consideraremos el área efectiva calculada como el área total de las células.

### 5.2.2. Condiciones extremas de funcionamiento

El dimensionado del campo fotovoltaico lo realizaremos para las condiciones más duras de funcionamiento de la instalación, las cuales se dan cuando la temperatura exterior es máxima o mínima. Como se comentó en la introducción del capítulo, después de realizar la simulación para la temporada de refrigeración y calefacción se puede ver que las demandas térmicas (y por tanto eléctricas para alimentar la bomba de calor) son mayores en refrigeración. Por consiguiente, haremos el dimensionado del campo fotovoltaico para dicha temporada.

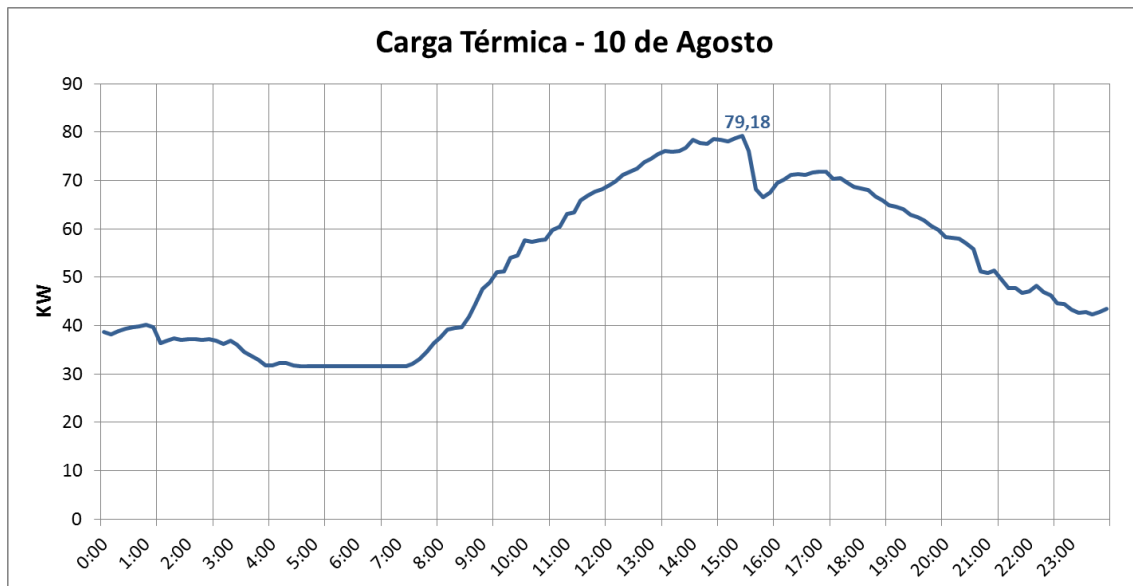
Concretamente, para el periodo de refrigeración, el día con la mayor temperatura media y que coincide con el día de temperatura máxima del año es el día **10 de Agosto de 2012**. El dimensionado del campo de módulos se hará por tanto para este día. Dicho día se alcanza una temperatura máxima de 42,39 °C a las 15:10 horas. La evolución de la temperatura exterior para el día 10 de Agosto se muestra a continuación.



**Figura 5.2. Evolución de la temperatura exterior. Día 10 de Agosto**



A partir de los datos de temperatura exterior obtenemos la carga térmica para el día, siguiendo el procedimiento de cálculo descrito en el Capítulo 2. La evolución de la carga térmica para el 10 de Agosto fue la siguiente:



**Figura 5.3. Evolución de la carga térmica. Día 10 de Agosto**

La carga térmica máxima del día es de 79,18 KW y tiene lugar a las 15:10, cuando la temperatura exterior es máxima, como era de esperar. El valor medio de la carga térmica a lo largo del día es de 52,29 KW. Finalmente, la demanda térmica diaria,  $D_{t\acute{e}rm}$ , obtenida es de 1.255 KW·h.

$$D_{t\acute{e}rm} = 1.255 \text{ KW} \cdot \text{h} \quad (5.6)$$

### 5.2.3. Procedimiento para el cálculo del área de módulos

Para el cálculo del área de módulos fotovoltaicos se desarrollará el siguiente procedimiento:

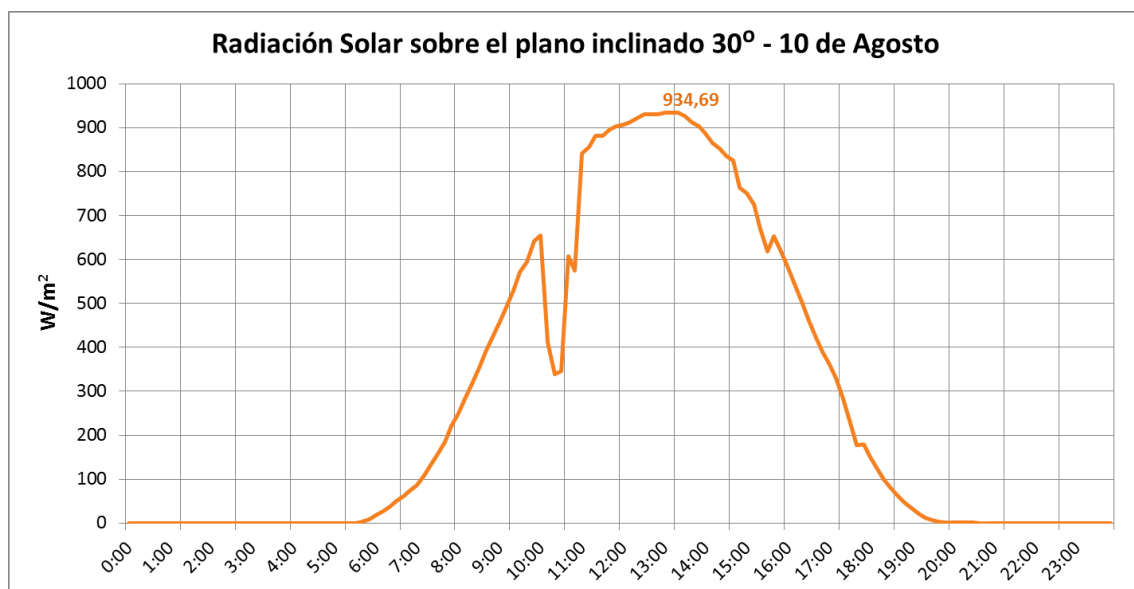
1. A partir de los valores de radiación solar del día 10 de Agosto evaluaremos el recurso energético disponible por unidad de área, que será la energía solar interceptada ( $\text{KW} \cdot \text{h} / \text{m}^2$ ).
2. En función de lo expuesto en el capítulo anterior, determinaremos el rendimiento global del sistema fotovoltaico.
3. Partiendo de la carga y demanda térmica, estimaremos la potencia y demanda eléctrica de la bomba de calor reversible.
4. Determinaremos el área óptima de módulos fotovoltaicos a partir de los valores de energía solar, demanda eléctrica de la bomba y rendimiento del sistema.

#### 5.2.4. Energía solar disponible

Lo primero que tendremos que hacer para obtener la energía solar que pueden interceptar nuestros módulos fotovoltaicos será definir su orientación e inclinación, pues la radiación solar incidente sobre el plano de los módulos variará en función de estos valores.

Ya mencionamos en el capítulo anterior que la orientación óptima era la Sur. Aprovecharemos la orientación Sur de la fachada para colocar los módulos con esta orientación. Por otro lado, dado que la demanda térmica en la temporada de refrigeración es muy superior a la de calefacción debido a la presencia de las cargas térmicas internas, escogeremos la inclinación óptima para verano que se comentó en el capítulo anterior:  $\beta = 30^\circ$ . Posteriormente analizaremos los resultados para toda la temporada con esta inclinación y los comentaremos.

Una vez definidas la orientación y la inclinación de los módulos, necesitaremos los datos de radiación solar sobre el plano inclinado  $30^\circ$ . Al igual que los datos de temperatura exterior, los de radiación también nos han sido proporcionados de la estación meteorológica situada en la Planta Experimental de Energía Solar del Instituto Eduardo Torroja de Ciencias de la Construcción (CSIC), localizada en Arganda del Rey (Madrid). La radiación solar sobre el plano inclinado  $30^\circ$ ,  $I_s \left( \frac{W}{m^2} \right)$ , para el día 10 de Agosto se muestra en la siguiente figura.



**Figura 5.4. Radiación solar. Día 10 de Agosto**

Se puede observar que el sol sale en torno a las 5:30 y se pone a las 20:00, aproximadamente. La radiación solar máxima del día es de  $934,69 W/m^2$ , a las 13:00.

Al igual que hayamos la demanda térmica a partir de la carga térmica, para obtener la energía solar diaria,  $E_s \left( \frac{KW \cdot h}{m^2} \right)$ , hallaremos el área bajo la curva de radiación sumando todos los valores de radiación y aplicando el mismo factor de conversión para pasar de  $W/m^2 \cdot 10 \text{ min}$  a  $KW \cdot h/m^2$  que aplicamos con la demanda térmica en la ecuación (2.68). De esta forma, obtenemos una energía solar diaria de  $6,65 KW \cdot h/m^2$ .

$$E_s = 6,65 \frac{KW \cdot h}{m^2} \quad (5.7)$$

### 5.2.5. Demanda eléctrica de la bomba

Como no podemos saber el EER exacto que tendrá la bomba de calor (funcionando el día de estudio como máquina frigorífica) en cada instante del día, tampoco podemos saber el EER real para cada día de la temporada. De igual forma, la potencia eléctrica nominal que se obtuvo en el Capítulo 3 era para condiciones de plena carga, la cual no sabemos a priori si se alcanzará en el día que estamos analizando, por lo que considerar que las bombas funcionarán alcanzando dicho valor puede llevar a un sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico.

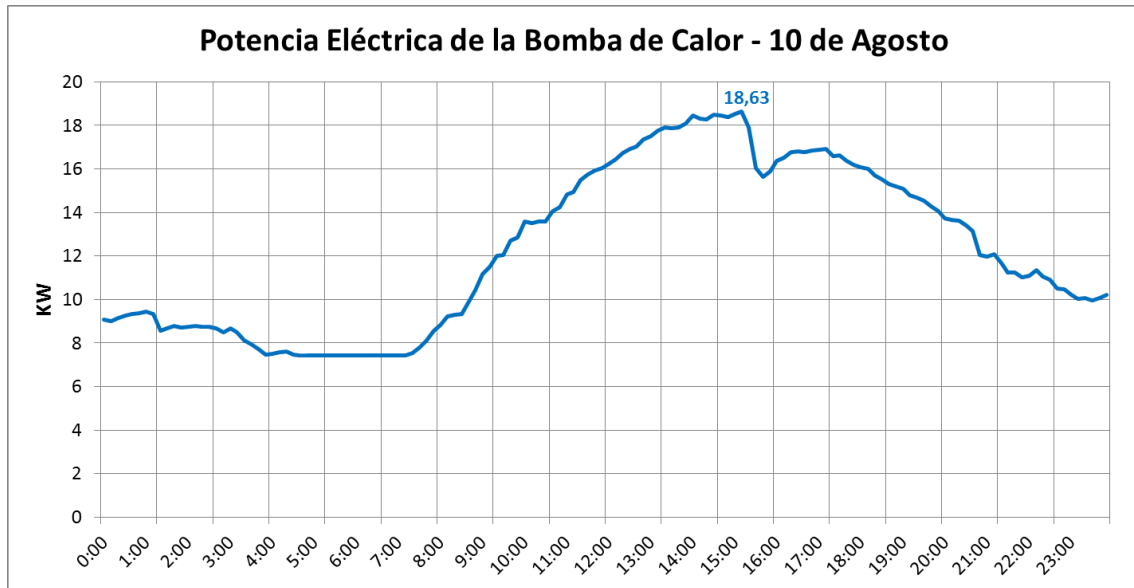
Para obtener la potencia y la demanda eléctrica de la bomba nos basaremos en el ESEER que proporciona el fabricante, al ser un valor representativo del comportamiento de la máquina para toda la temporada. **A partir de los valores de carga térmica cada 10 min representados en la Figura 5.3, estimaremos la potencia eléctrica instantánea demandada por la bomba,  $P_{bomba}$  (KW), dividiendo dicho valor entre el ESEER.** Consideramos para ello que la carga térmica es la potencia térmica suministrada por la bomba.

$$P_{bomba} = \frac{Q_{t\acute{e}rm}}{ESEER} \quad (5.8)$$

La demanda eléctrica o energía de la bomba,  $E_{bomba}$  (KW · h), la obtendremos, al igual que se hizo para la demanda térmica y la energía solar, hallando el área bajo la curva de la potencia eléctrica demandada por la bomba como la suma de todas las potencias y la conversión a unidades de energía (KW·h). Otra forma de obtenerla con la que se llega al mismo resultado será dividiendo la demanda térmica entre el ESEER.

$$E_{bomba} = \frac{D_{t\acute{e}rm}}{ESEER} \quad (5.9)$$

Se representa a continuación la potencia eléctrica de la bomba de calor para el día 10 de Agosto, siguiendo el método propuesto arriba.



**Figura 5.5. Potencia Eléctrica de la bomba. Día 10 de Agosto**

La potencia eléctrica máxima demandada por la bomba es de 18,63 KW, siendo este momento el mismo que el de máxima temperatura y carga térmica, como se podía esperar. La energía eléctrica diaria demandada por la bomba es de 295,27 KW·h.

$$E_{bomba} = 295,27 \text{ KW} \cdot h \quad (5.10)$$

Esta demanda eléctrica de la bomba será la que pretenderemos satisfacer a la hora de obtener el área óptima de módulos fotovoltaicos.

### 5.2.6. Rendimiento del sistema

Siguiendo lo expuesto en el capítulo anterior, determinaremos el rendimiento global del sistema fotovoltaico para poder calcular el área de módulos. Para ello partiremos del rendimiento nominal del módulo elegido, el A-260P de Atersa.

#### 5.2.6.1. Rendimiento nominal del módulo

El fabricante proporciona en la hoja de características del módulo su rendimiento nominal, medido en STC (*Standard Test Conditions*). Este será nuestro punto de partida a la hora de calcular el rendimiento total del sistema. Su valor es del 15,95%

$$\eta_{nom \text{ mod}} = 15,95 \% = 0,1595 \quad (5.11)$$

#### 5.2.6.2. Pérdidas por efecto de la temperatura

Ya se expuso anteriormente el coeficiente de pérdida de potencia o rendimiento por efecto de la temperatura. Para calcular el valor de las pérdidas por temperatura, aparte de este coeficiente, necesitamos la temperatura de trabajo del módulo. Esta temperatura depende de

múltiples factores: radiación solar, velocidad del viento, tipo de material de la célula, modelo de módulo fotovoltaico, etc. El cálculo exacto de la temperatura del módulo es complejo y hay trabajos de investigación en curso dedicados a ello.

Nosotros seleccionaremos el valor de temperatura de trabajo normal del módulo que proporciona el fabricante en las especificaciones, denominado Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula, en inglés NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*). Este valor se supondrá constante a lo largo de la temporada y es de  $46 \pm 2$  °C. Consideraremos el caso más desfavorable, por lo que nuestra temperatura de trabajo del módulo será de 48 °C.

$$T_{mod} = 48 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (5.12)$$

Con esta temperatura ya podemos obtener el valor de las pérdidas por efecto de la temperatura, a partir de la ecuación de pérdidas por temperatura:

$$P_{temp} = K_{temp} \cdot \eta_{nom\ mod} \cdot (T_{mod} - T_{STC}) \quad (5.13)$$

$$P_{temp} = 0,0038 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} \cdot 0,1565 \cdot (48 - 25)^{\circ}\text{C} = 0,01368 \quad (5.14)$$

Las pérdidas de rendimiento que se obtienen son de 0,01368, o lo que es lo mismo, del 1,368 %.

#### 5.2.6.1. Pérdidas por tolerancia

También se mencionaron arriba las pérdidas por tolerancia que da el fabricante para las STC, siendo estas del  $\pm 3$  % del rendimiento nominal. También nos pondremos en el caso más desfavorable y supondremos una tolerancia del -3 %, por lo que las pérdidas debidas a la tolerancia serán:

$$P_{tol} = 3 \% \cdot \eta_{nom\ mod} = 0,03 \cdot 0,1565 \quad (5.15)$$

$$P_{tol} = 0,0047 \quad (5.16)$$

Se puede ver que las pérdidas por tolerancia son pequeñas en comparación a las debidas a la temperatura: 0,0047 o 0,47 %.

#### 5.2.6.2. Otras pérdidas en el módulo

Ya se habló en el capítulo anterior sobre la existencia de otras pérdidas en el módulo que pueden reducir su rendimiento, tales como: pérdidas por envejecimiento, por sombreado, por suciedad, espectrales, etc. Todas estas pérdidas son complejas de determinar, y aunque de menor importancia que las anteriores, hay que tener en cuenta que también reducen la potencia generada por el módulo. Por tanto, para el conjunto de todas ellas, estimaremos un valor del 2% del rendimiento nominal.

$$P_{otras} = 2 \% \cdot \eta_{nom\ mod} = 0,02 \cdot 0,1565 \quad (5.17)$$

$$P_{otras} = 0,00313 \quad (5.18)$$

El valor obtenido es de 0,00313, es decir, del 0,313%.

#### **5.2.6.3. Pérdidas por conexionado entre módulos**

Las pérdidas ocasionadas por el conexionado entre módulos (también denominadas “pérdidas de mismatch”) son debidas a que no todos los módulos son exactamente iguales y por tanto no trabajarán a la misma tensión ni a la misma intensidad. Esto hace que, por ejemplo, un conjunto de módulos en serie trabaje a la intensidad del módulo que genera una menor corriente.

Las pérdidas por conexionado pueden alcanzar valores de hasta el 10%, pero valores comunes están normalmente en el rango del 1 al 4%. Dentro de este intervalo, consideraremos un 3% para las pérdidas por conexionado o “mismatch”.

$$P_{conex} = 3 \% \cdot \eta_{nom\ mod} = 0,03 \cdot 0,1565 \quad (5.19)$$

$$P_{conex} = 0,0047 \quad (5.20)$$

#### **5.2.6.4. Rendimiento del campo fotovoltaico**

Una vez determinadas todas las pérdidas anteriores ya podemos calcular el rendimiento del campo fotovoltaico, aplicando para ello la siguiente expresión:

$$\eta_{campo} = \eta_{nom\ mod} - P_{temp} - P_{tol} - P_{otras} - P_{conex} \quad (5.21)$$

$$\eta_{campo} = 0,1303 = 13,03 \% \quad (5.22)$$

Vemos que el rendimiento del campo es de 13,03 %, un 2,62% inferior al rendimiento nominal del módulo (15,65 %).

#### **5.2.6.5. Rendimiento del regulador de carga MPPT**

Dado que aún no se ha especificado este componente, podríamos suponer un valor típico de rendimiento para reguladores de este tipo. Sin embargo y dado que posteriormente justificaremos su elección, proporcionaremos el valor del rendimiento del regulador seleccionado a posteriori, el cual indica el fabricante en la hoja de datos técnicos. Es importante mencionar que este valor se proporciona para el funcionamiento a plena carga.

$$\eta_{reg} = 0,975 = 97,5 \% \quad (5.23)$$

#### 5.2.6.6. Rendimiento del sistema de almacenamiento

En el caso de las baterías, en las hojas de especificaciones técnicas no suele venir indicado el rendimiento. Sin embargo, seleccionaremos un valor medio para este tipo de baterías, los cuales se encuentran entre un 85 y un 95 %, según lo expuesto en el capítulo anterior. Supondremos, por tanto, un rendimiento del sistema de almacenamiento del 90 %.

$$\eta_{bat} = 0,9 = 90 \% \quad (5.24)$$

#### 5.2.6.7. Rendimiento del inversor

Para el rendimiento del inversor seguiremos la misma propuesta que para el regulador. Proporcionaremos el valor del rendimiento del inversor que especificaremos posteriormente. El valor que daremos corresponde también al rendimiento máximo.

$$\eta_{inv} = 0,96 = 96 \% \quad (5.25)$$

#### 5.2.6.8. Pérdidas en el cableado

Las pérdidas por caídas óhmicas o efecto Joule en el cableado se producen tanto en la zona de corriente continua como en la zona de corriente alterna (en nuestro caso del inversor a la bomba de calor). Valores típicos de este tipo de pérdidas se encuentran en torno al 3 % de potencia transmitida. Escogeremos este valor para las pérdidas en el cableado.

$$P_{cable} = 3\% = 0,03 \quad (5.26)$$

#### 5.2.6.9. Rendimiento total del sistema

Si al rendimiento del campo fotovoltaico le aplicamos también el rendimiento del resto de componentes de la instalación y las pérdidas en el cableado obtenemos, finalmente, el rendimiento total del sistema fotovoltaico.

$$\eta_{sist} = \eta_{campo} \cdot \eta_{reg} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot (1 - P_{cable}) \quad (5.27)$$

$$\eta_{sist} = 0,1085 = 10,85 \% \quad (5.28)$$

Si comparamos el valor del rendimiento del sistema con el rendimiento nominal del módulo que fue del que partimos, vemos que el rendimiento del sistema es el 68 % del rendimiento nominal del módulo:

$$\frac{\eta_{sist}}{\eta_{nom\ mod}} = \frac{0,1085}{0,1595} = 0,68 = 68\% \quad (5.29)$$

Con el rendimiento total del sistema, la energía solar interceptada y la energía eléctrica

demandada por la bomba, podremos obtener el área óptima de módulos para las condiciones más duras de nuestro periodo de estudio.

### 5.2.7. Cálculo del área óptima de módulos fotovoltaicos

En este apartado determinaremos el área óptima de módulos para cubrir el 100% de la demanda en el día de mayor carga térmica, el 10 de Agosto. Posteriormente, se obtendrá el número de módulos a partir del área calculada.

Por un lado tenemos la energía solar diaria disponible, que son 6,65 KW·h/m<sup>2</sup>. Por otro, la demanda eléctrica de la bomba es de 295,27 KW·h. El rendimiento total de nuestro sistema es del 10,85 %. El objetivo será, por tanto, hallar el área efectiva del campo de módulos que, teniendo en cuenta la energía solar disponible y el rendimiento del sistema, sea capaz de producir los 295,27 KW·h que demanda la bomba de calor.

Por un lado, la energía fotovoltaica producida por nuestro sistema será:

$$E_{FV} = \eta_{sist} \cdot E_S \cdot A_{ef \text{ campo}} \quad (5.30)$$

Si imponemos que esta energía fotovoltaica producida sea igual a la energía demandada por la bomba, obtenemos la expresión buscada para calcular el área de módulos:

$$A_{ef \text{ campo}} = \frac{E_{bomba}}{\eta_{sist} \cdot E_S} \quad (5.31)$$

Si sustituimos los valores calculados en los apartados anteriores tendremos:

$$A_{ef \text{ campo}} = \frac{295,27 \text{ KW} \cdot \text{h}}{0,1085 \cdot 6,65 \frac{\text{KW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2}} \quad (5.32)$$

$$A_{ef \text{ campo}} = 408,93 \text{ m}^2 \quad (5.33)$$

Necesitaremos 408,93 m<sup>2</sup> efectivos de módulos para lograr satisfacer el 100 % de la demanda de la bomba de calor en el día de máxima demanda térmica. Si dividimos esta área entre el área efectiva de un módulo podemos hallar el número de módulos necesarios:

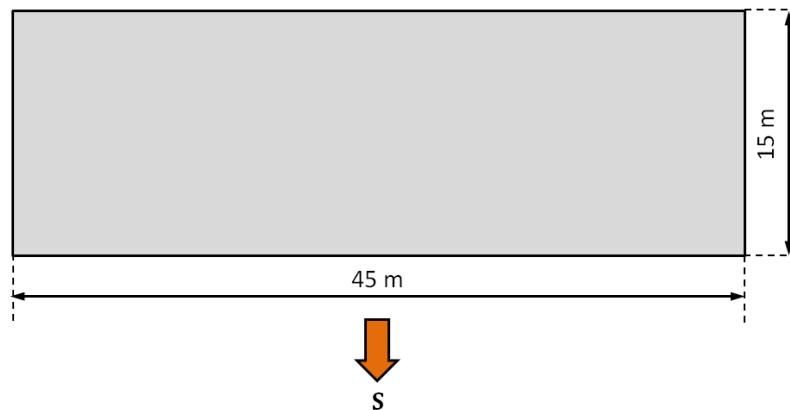
$$N_{mod} = \frac{A_{ef \text{ campo}}}{A_{ef \text{ mod}}} = \frac{408,93 \text{ m}^2}{1,46 \frac{\text{m}^2}{\text{mod}}} = 280,1 \text{ mod} \Rightarrow \mathbf{281 \text{ módulos}} \quad (5.34)$$

### 5.2.8. Área disponible y disposición de los módulos

Ahora compararemos esta solución con el área disponible en nuestro edificio. Instalaremos los módulos fotovoltaicos en la azotea de nuestro hotel, la cual tiene unas dimensiones de 45 x 15



m y un área de 675 m<sup>2</sup>, aprovechando la orientación sur de la misma.



**Figura 5.6. Dimensiones y orientación de la azotea**

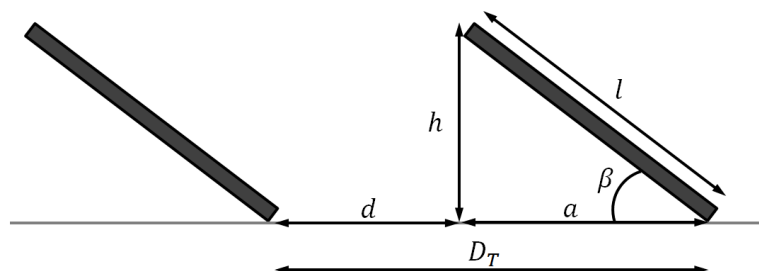
Para calcular cuántos módulos fotovoltaicos (y por tanto, cuántos m<sup>2</sup> efectivos) podemos instalar, necesitamos primero determinar la distancia de separación entre filas de módulos para evitar que se produzcan sombreados entre unas y otras. Esta distancia mínima se expone en el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas Red* del IDAE. Esta distancia se puede aplicar de igual manera para instalaciones aisladas de red y será la que apliquemos.

En el documento, se indica que la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal entre filas de módulos ha de ser como mínimo igual a  $h \cdot k$ , siendo  $k$  un factor adimensional al que se le asigna el valor de  $\frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$ . En la siguiente tabla se muestran valores significativos en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

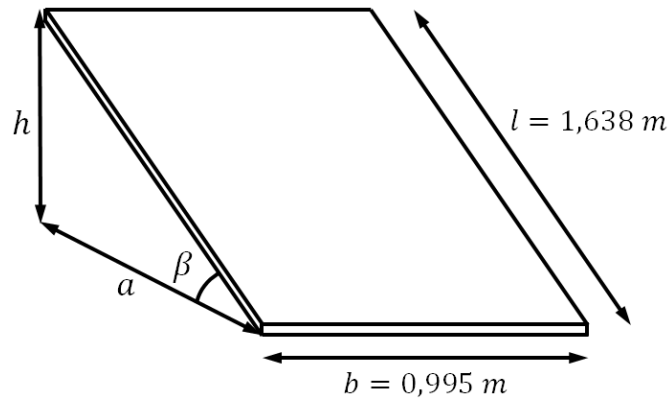
**Figura 5.7. Valores de  $k$  en función de la latitud. Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas Red**

Al ser nuestra latitud de 41° tomaremos el valor de  $k = 2,747$ . De esta forma, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a  $h \cdot k$ , siendo  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior. A continuación se muestra una figura que ilustra estas distancias.



**Figura 5.8. Distancia mínima entre filas de módulos**

Para calcular la altura  $h$  necesitamos el ángulo de inclinación  $\beta$  y la longitud del módulo fotovoltaico  $l$ . El ángulo de inclinación es de  $30^\circ$  y la longitud  $l$  del módulo es de  $1,638 \text{ m}$ , dado que instalaremos el módulo en la siguiente posición, la cual justificaremos más adelante:



**Figura 5.9. Posición de instalación y dimensiones del módulo**

Entonces,  $h$  será:

$$h = l \cdot \sin(\beta) = 1,638 \text{ m} \cdot \sin(30^\circ) = 0,819 \text{ m} \quad (5.35)$$

La distancia  $d$  será, por tanto:

$$d = h \cdot k = 0,819 \text{ m} \cdot 2,747 = 2,25 \text{ m} \quad (5.36)$$

Si obtenemos la proyección de módulo sobre la horizontal  $a$ , podremos hallar la distancia total  $D_T$  entre el comienzo (parte baja) de una fila y el comienzo de la siguiente:

$$a = l \cdot \cos(\beta) = 1,638 \text{ m} \cdot \cos(30^\circ) = 1,419 \text{ m} \quad (5.37)$$

$$D_T = d + a = 3,67 \text{ m} \quad (5.38)$$

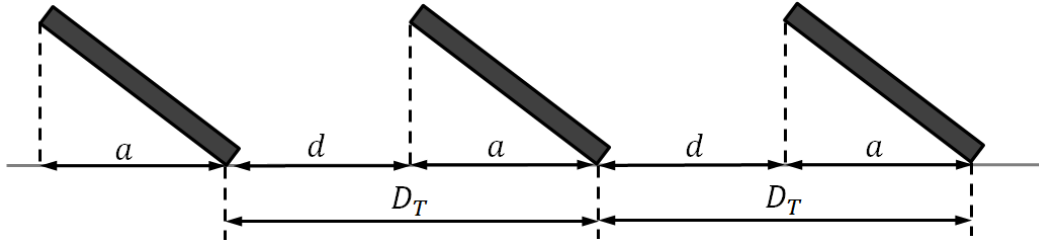
Finalmente, se obtiene una separación total entre los comienzos de dos filas consecutivas de  $3,67 \text{ m}$ . Esta distancia nos servirá para ver cuántas filas podemos colocar en la azotea.

Aunque las dimensiones de la azotea son de  $45 \times 15 \text{ m}$ , no se ocupará todo el espacio disponible, puesto que dejaremos espacio suficiente para el paso de personas y de cualquier tipo de labor que se haya de realizar en la cubierta. De este modo, dejaremos  $1 \text{ m}$  de distancia entre la fila y el lado de la azotea de  $15 \text{ m}$ , por lo que el ancho máximo de una fila de módulos será de  $44 \text{ m}$ .

Por tanto, calcularemos el número de módulos que podrán caber en una fila como el ancho máximo de una fila ( $44 \text{ m}$ ) entre el ancho de un módulo  $b$ :

$$N_{\text{mod/fila}} = \frac{44 \text{ m}}{b} = \frac{44 \text{ m/fila}}{0,995 \text{ m/mod}} = 44,22 \text{ mod} \Rightarrow 44 \text{ módulos/fila} \quad (5.39)$$

Para determinar el número de filas primero mostraremos una figura que ilustre la distancia total de, por ejemplo, 3 filas.



**Figura 5.10. Distancias entre 3 filas de módulos**

De la imagen anterior se deduce que la distancia total para 3 filas es de  $2 \cdot D_T + a$ . De esta forma, podemos dar una expresión para la longitud total  $D_{filas}$ , que ocuparan un número determinado de filas de módulos  $N_{filas}$ , separadas entre sus inicios una distancia  $D_T$  y con una proyección sobre la horizontal  $a$ :

$$D_{filas} = (N_{filas} - 1) \cdot D_T + a \quad (5.40)$$

Para determinar el número de filas que podremos implantar en la azotea, impondremos que esta distancia total sea inferior al ancho de la azotea, dejando una distancia entre el extremo de la azotea y la última fila de módulos de como mínimo 2 metros. Es decir, la longitud total de las filas no podrá ser superior a 13 m.

$$D_{filas} = (N_{filas} - 1) \cdot D_T + a \leq 13 \text{ m} \quad (5.41)$$

Si despejamos el número de filas  $N_{filas}$ , se obtiene:

$$N_{filas} \leq 4,15 \text{ filas} \Rightarrow 4 \text{ filas} \quad (5.42)$$

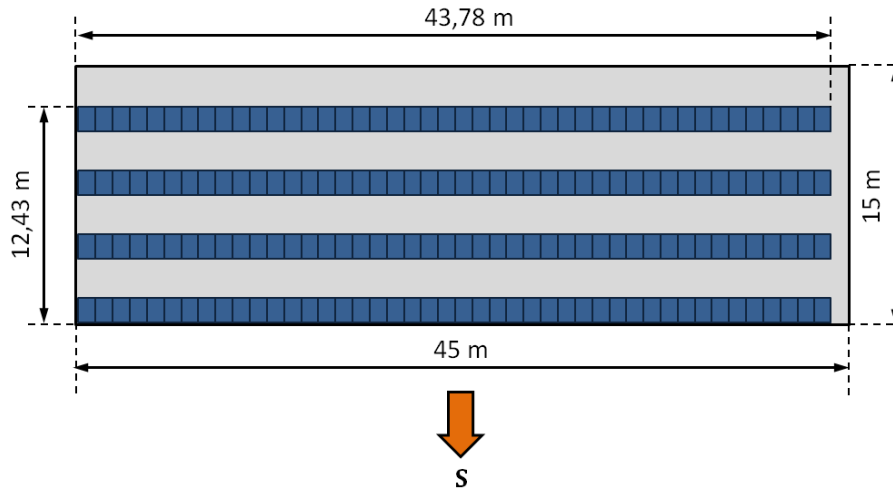
Con 4 filas ocuparemos una distancia total  $D_{filas}$ , de 12,43 m.

Podremos instalar, por tanto, 4 filas de 44 módulos cada una, que ocuparán unas dimensiones totales de 43,78 x 12,43 m. Con esta disposición, dejaremos 1,22 m libres en el lado de la azotea de 45 m y de 2,57 m en el lado de 15m, suficientes para el paso de personas y otras labores como puede ser el mantenimiento.

Finalmente, determinamos el número máximo de módulos que se podrán instalar en la azotea:

$$N_{mod} = N_{mod/fila} \cdot N_{filas} = 44 \frac{\text{módulos}}{\text{fila}} \cdot 4 \text{ filas} = 176 \text{ módulos} \quad (5.43)$$

La disposición de los módulos en la azotea será la siguiente:



**Figura 5.11. Disposición de los módulos fotovoltaicos en la azotea**

La otra opción de instalación de los módulos sería posicionarlos con el lado largo apoyado en el suelo, es decir, instalar la dimensión de 1,638 m como longitud  $b$  en la Figura 5.9 y la de 0,995 m como longitud  $l$ . Esta opción se descarta ya que con esta disposición podríamos colocar como máximo 156 módulos, 20 menos que con la disposición escogida.

Vemos que dadas las características de nuestro edificio, se pueden instalar menos módulos (176) de los que calculamos en el apartado anterior para satisfacer el 100% de la demanda de la bomba de calor del día 10 de Agosto, los cuales fueron 281.

Vamos a comprobar qué porcentaje de la demanda energética cubrirán los 176 módulos y si se podrá producir la potencia demandada por la bomba en el instante de mayor carga térmica de la temporada, a las 15:10 del 10 de Agosto.

Si multiplicamos el área efectiva de un módulo por los 176 módulos tendremos el área efectiva del campo:

$$A_{ef\ campo} = N_{mod} \cdot A_{ef\ mod} = 176\ mod \cdot 1,46\ \frac{m^2}{mod} = 257\ m^2 \quad (5.44)$$

Si sustituimos este valor en la ecuación (5.30) podemos obtener la energía producida por el campo de 176 módulos en el día 10 de Agosto:

$$E_{FV} = 0,1085 \cdot 6,65\ \frac{KW \cdot h}{m^2} \cdot 257\ m^2 = 185,43\ KW \cdot h \quad (5.45)$$

El aporte solar  $AS$  lo podemos definir como la fracción de la demanda que es cubierta con energía solar. En nuestro caso, es el cociente de la energía fotovoltaica absorbida por la bomba  $E_{FV\ abs}$ , entre la demanda eléctrica de la bomba  $E_{bomba}$ . Si aplicamos esta expresión a los valores calculados anteriormente obtenemos:

$$AS = \frac{E_{FV\ abs}}{E_{bomba}} = \frac{185,43\ KW \cdot h}{295,27\ KW \cdot h} = 0,63 = 63\% \quad (5.46)$$

El 63% de la demanda eléctrica diaria de la bomba para el 10 de Agosto se conseguirá cubrir con electricidad fotovoltaica. Ahora comprobaremos si el campo es capaz de satisfacer la potencia eléctrica de la bomba en el instante de temperatura y carga térmica máxima de la temporada, correspondiente a las 15:10 horas del mismo día, el 10 de Agosto. La temperatura alcanza en ese momento los 42,39 °C, siendo la carga térmica 79,18 KW y la potencia eléctrica de la bomba 18,63 KW.

De igual manera que se calcula la energía fotovoltaica producida en función del rendimiento del sistema, la energía solar y el área efectiva del campo; podemos obtener la potencia instantánea fotovoltaica  $P_{FV}$ , simplemente cambiando la energía solar diaria por la radiación solar en ese instante  $I_S$ , en W/m<sup>2</sup>. La radiación a las 15:10 es de 724,96 W/m<sup>2</sup>. La potencia eléctrica fotovoltaica producida en dicho momento será entonces:

$$P_{FV} = \eta_{sist} \cdot I_S \cdot A_{ef\ campo} = 0,1085 \cdot 724,96 \frac{W}{m^2} \cdot 257m^2 = 20,22\ KW \quad (5.47)$$

Se obtiene una potencia fotovoltaica de 20,22 KW, mayor los 18,63 KW que demanda la bomba, por lo que **sí se satisface la potencia eléctrica de la bomba en el instante de máxima carga térmica de la temporada**. De hecho, incluso sobran 1,59 KW que podrán almacenarse en las baterías.

Aunque ya hemos determinado el número de módulos fotovoltaicos de nuestro no hemos establecido las conexiones entre ellos. Esto se hará junto al dimensionado de los reguladores de carga, dado que para ello, necesitamos primero especificar los reguladores.

### 5.3. Dimensionado del sistema de almacenamiento

A la hora de dimensionar el sistema de almacenamiento lo primero que tenemos que hacer es fijar la tensión del banco de baterías, la cual será la misma que la tensión a la salida del regulador de carga y a la entrada del inversor, al estar situado el sistema de almacenamiento entre estos dos componentes. En los sistemas fotovoltaicos, la selección del voltaje de la batería depende principalmente de la potencia pico de demanda, recomendándose un voltaje de 12 V para potencias pico hasta 1,5 KW, 24 o 48 V para potencias de entre 1,5 y 5 KW y 48 V o mayores para potencias superiores a 5 KW.

Ya hemos visto que nuestra potencia máxima demandada por la bomba serán 18,63 KW, correspondientes al momento de máxima carga térmica el día 10 de Agosto. Dado que la mayoría de componentes fotovoltaicos comerciales para instalaciones aisladas suelen trabajar con tensiones de hasta 48 V, **seleccionaremos 48 V para el voltaje de nuestro sistema**. Esta tensión será, por tanto, la tensión que deberá tener el regulador de carga en su salida y el

inversor en su entrada.

El siguiente paso será determinar la demanda máxima de nuestra instalación. Dada la variabilidad de la demanda en nuestra instalación debida a la variación constante de la carga térmica y por tanto, de la potencia eléctrica de la bomba de calor; seleccionaremos el valor máximo de la demanda eléctrica diario de la bomba y aplicaremos un factor de seguridad para considerar posibles aumentos en la demanda diaria si las condiciones de funcionamiento llegasen a ser aún más extremas.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la demanda eléctrica máxima  $E_{m\acute{a}x}$  corresponde al día 10 de Agosto, siendo ésta de 295,27 KW·h. Para dimensionar las baterías, a la hora de determinar la energía máxima  $E_{m\acute{a}x \text{ baterías}}$ , que deberán ser capaces de suministrar, tendremos que tener en cuenta los rendimientos de los componentes de la instalación y las posibles pérdidas desde el regulador hasta la bomba de calor. En este caso, tendremos en cuenta los rendimientos del regulador, la batería, el inversor y las pérdidas en el cableado.

$$E_{m\acute{a}x \text{ baterías}} = \frac{E_{m\acute{a}x}}{\eta_{reg} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot (1 - P_{cable})} = 361,35 \text{ KW} \cdot h \quad (5.48)$$

Un valor típico del factor de seguridad en estos cálculos suele ser un 15 %. Por tanto, nuestro valor de demanda máxima  $E_{m\acute{a}x \text{ bat}}$ , sobre el que basaremos el dimensionado de las baterías será:

$$E_{m\acute{a}x \text{ bat}} = 1,15 \cdot E_{m\acute{a}x \text{ baterías}} = 1,15 \cdot 361,35 \text{ KW} \cdot h = 415,55 \text{ KW} \cdot h \quad (5.49)$$

Una vez tenemos la energía máxima que deberá suministrar el sistema de almacenamiento, lo siguiente que haremos será determinar la capacidad total del sistema de almacenamiento  $C_{bat}$ , en A·h. Para ello, dividiremos  $E_{m\acute{a}x \text{ bat}}$  entre la tensión del banco de baterías  $V_{bat}$  y la profundidad de descarga de las baterías  $P_d$ , a través de la siguiente expresión:

$$C_{bat} = \frac{E_{m\acute{a}x \text{ bat}}}{V_{bat} \cdot P_d} \quad (5.50)$$

El voltaje de las baterías ya se ha fijado en 48 V. En cuanto a la profundidad de descarga, el fabricante suele indicar el valor recomendado en la hoja de características, aunque valores normales para baterías solares se encuentran entre el 60 y el 80%. Seleccionaremos un 80%, dado que para el modelo de batería que seleccionaremos más adelante es el valor que da el fabricante. De esta manera, la capacidad total que deberá tener nuestro sistema de almacenamiento será:

$$C_{bat} = \frac{415,55 \text{ KW} \cdot h}{48 \text{ V} \cdot 0,8} = 10.822 \text{ A} \cdot h \quad (5.51)$$

Una vez calculado la capacidad total del banco de baterías, tenemos que seleccionar una

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

batería de un catálogo comercial y determinar el conexionado entre las diferentes unidades para conseguir tener un voltaje total de 48 V y una capacidad total de 10.822 A·h. A la hora de conectar las distintas baterías entre sí debemos tener claro que la agrupación en paralelo aumentará la capacidad del banco de baterías (A·h), mientras que la conexión en serie aumentará el voltaje del banco, tal y como se explicó en el apartado de conexionado de baterías del capítulo anterior.

La batería seleccionada es el modelo **OPzS Solar 4560**, de Victron Energy. Es una batería de placa tubular de plomo-ácido, con una tensión del orden de 2,2 V y una capacidad nominal de 4.560 A·h para un régimen de descarga de 120 horas. A continuación se muestran una imagen de este tipo de baterías y sus características técnicas. Las especificaciones completas se pueden consultar en el *Anexo 4*.



**Figura 5.12. Batería de placa tubular OPzS Solar. Fuente: Victron Energy**

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3040	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10 hr.)	60 / 85 / 100 / 120 / 150 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120 hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacity 100 / 120 / 240 hours (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autodescarga @ 70°F/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 70°F/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (28,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 70°F/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 70°F/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (V) @ 70°F/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2500							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	4000							
Dimensiones (al x an x p en mm.)	145 x 206 x 711	210 x 191 x 711	210 x 233 x 711	210 x 275 x 711	210 x 275 x 861	212 x 397 x 837	212 x 487 x 837	212 x 576 x 837
Dimensiones (al x an x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 28	8,3 x 7,5 x 28	8,3 x 9,2 x 28	8,3 x 10,8 x 28	8,3 x 10,8 x 33,9	8,4 x 15,6 x 32,9	8,4 x 19,2 x 32,9	8,4 x 22,7 x 32,9
Peso sin ácido (kg. / libras)	35 / 77	46 / 101	57 / 126	66 / 146	88 / 194	115 / 254	145 / 320	170 / 375
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 253	200 / 441	240 / 530

**Tabla 5.2. Características de la batería OPzS Solar 4560. Fuente: Victron Energy**

Entre la capacidad a un régimen de descarga de 120 horas (4.560 A·h) y la capacidad a 10 horas (3.208 A·h), tomaremos la de 120 horas, ya que para instalaciones fotovoltaicas se supone una descarga gradual y no brusca. Por tanto, para los cálculos se utilizará el valor de la

capacidad a un régimen de 120 horas.

A partir de la capacidad total y la tensión que debe tener el banco de baterías y teniendo las características de la batería vamos a determinar el número de baterías necesarias, tanto en serie como en paralelo.

Para obtener el número de baterías en paralelo  $N_{bat \text{ paralelo}}$ , se divide el valor de la capacidad total del banco  $C_{bat}$ , calculado anteriormente, entre el valor de la capacidad nominal de 1 batería  $C_{1 bat}$ :

$$N_{bat \text{ paralelo}} = \frac{C_{bat}}{C_{1 bat}} = \frac{10.822 \text{ A} \cdot \text{h}}{4.560 \frac{\text{A} \cdot \text{h}}{\text{bat}}} = 2,37 \text{ bat} \Rightarrow 3 \text{ baterías} \quad (5.52)$$

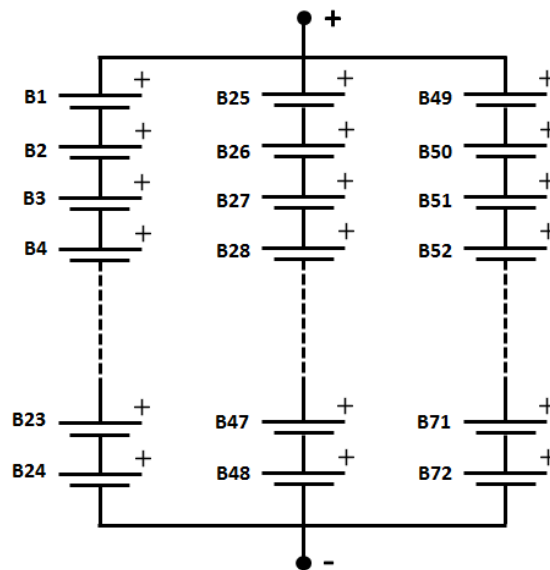
El número de baterías en serie vendrá determinado por el valor de la tensión fijado para la instalación y el banco de baterías  $V_{bat}$  entre la tensión nominal de una batería  $V_{1 bat}$ , que en nuestro caso es de 2 V:

$$N_{bat \text{ serie}} = \frac{V_{bat}}{V_{1 bat}} = \frac{48 \text{ V}}{2 \frac{\text{V}}{\text{bat}}} = 24 \text{ bat} \Rightarrow 24 \text{ baterías} \quad (5.53)$$

El número total de baterías será:

$$N_{bat} = N_{bat \text{ paralelo}} \cdot N_{bat \text{ serie}} = 24 \cdot 3 = 72 \text{ baterías} \quad (5.54)$$

Tendremos por tanto **72 baterías, asociadas en 3 ramas en paralelo de 24 baterías cada una**. El voltaje del banco es de 48 V y la capacidad total será de 13.680 A·h. En la siguiente figura se muestra el esquema de conexionado entre baterías.



**Figura 5.13. Esquema de conexionado del banco de baterías**



Es importante ver el espacio que ocuparán las baterías, dado que hay una cantidad considerable de ellas. De las especificaciones del fabricante sabemos las dimensiones de cada una: 212 x 576 x 837 mm. De estas tres dimensiones, la de 0,837 m corresponde al alto de la batería, y las otras 2 al ancho y a la profundidad. Para ver el área  $A_{1\text{ bat}}$ , que ocupará una batería tendremos en cuenta el ancho y la profundidad:

$$A_{1\text{ bat}} = 0,212\text{ m} \cdot 0,576\text{ m} = 0,122\text{ m}^2 \quad (5.55)$$

Si multiplicamos por las 72 baterías que constituyen el banco obtenemos el área total ocupada por las baterías:

$$A_{\text{bat}} = N_{\text{bat}} \cdot A_{1\text{ bat}} = 72\text{ bat} \cdot 0,122\frac{\text{m}^2}{\text{bat}} = 8,78\text{ m}^2 \quad (5.56)$$

Podemos decir que el área que ocuparán las baterías es del orden de unos 9 o 10 m<sup>2</sup>, ya que además de las propias baterías se requerirá un bastidor o bancada de soporte para las mismas, con accesos a ambos lados para la sustitución de las baterías usadas o labores como puede ser la comprobación del nivel de electrolito o la medición de la tensión entre bornes. Esta área se puede encontrar fácilmente en cualquier tipo de cuarto o sótano, donde probablemente se encuentren también los reguladores e inversores. En la siguiente figura se muestra una instalación típica para este tipo de baterías.



**Figura 5.14. Banco de baterías de una instalación en Perú. Fuente: Delta Volt**

## 5.4. Dimensionado de los reguladores de carga

Después de dimensionar el banco de baterías el siguiente paso consiste en seleccionar los reguladores o controladores de carga. Este dispositivo será el encargado de controlar la carga y descarga de las baterías de manera que no se produzcan sobrecargas ni descargas excesivas.

Como se comentó en el apartado anterior, existen varios tipos de reguladores, pudiéndose diferenciar principalmente los PWM (*Pulse Width Modulation*) y MPPT (*Maximum Power Point*)

*Tracking*). El controlador PWM es una buena solución para sistemas menores, mientras que para sistemas de alta potencia como el que estamos diseñando es más recomendable la utilización de un controlador MPPT.

Además, el controlador MPPT recogerá mucha más energía que un PWM cuando la temperatura del panel sea baja (por debajo de 45 °C) o muy alta (por encima de 75 °C), llegando a obtener unas mejoras de rendimiento de entre un 10 y un 30% respecto a un PWM. Seleccionaremos, por tanto, un regulador de carga con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

A la hora de seleccionar un regulador deberemos fijarnos en sus características principales, las cuales son:

- **Tensión nominal:** tensión del sistema o baterías, en nuestro caso 48 V.
- **Intensidad de carga nominal:** valor de la corriente de carga de las baterías.
- **Tensión máxima de circuito abierto del campo fotovoltaico:** la tensión de circuito abierto del conjunto de módulos conectados al regulador no podrá ser superior a este valor.
- **Potencia o Intensidad máxima de entrada de los módulos:** máxima potencia (o intensidad dividiendo entre la tensión de los módulos) que admitirá el regulador.

También serán interesantes los voltajes de las etapas de carga, absorción, flotación y ecualización.

Dada la potencia de nuestra instalación necesitaremos entonces un regulador con un valor de corriente de carga de batería alto, que trabaje a 48 V y a ser posible que sea MPPT. Posteriormente, determinaremos la asociación entre los reguladores y el campo fotovoltaico.

El regulador de carga seleccionado es el modelo **BlueSolar MPPT 150/85**, de la marca Victron Energy. Posee una corriente de carga nominal de 85 A, puede trabajar con varias tensiones del banco de baterías entre las que se encuentran los 48 V y la máxima tensión del circuito abierto fotovoltaico es de 150 V. La potencia máxima de entrada para la conexión de 48 V es de 4.850 W. El rendimiento a plena carga es del 97,5%, valor tomado anteriormente para el cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico. A continuación se muestran una imagen del modelo y sus especificaciones técnicas principales. Las características completas se pueden consultar en el *Anexo 4*.



**Figura 5.15. Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/85. Fuente: Victron Energy**

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensión nominal de la batería	12 / 24 / 36 / 48 V Selección Automática	
Corriente de carga nominal	70A @ 40 °C (104 °F)	85A @ 40 °C (104 °F)
Potencia máxima de entrada de los paneles solares 1)	12 V: 1000 W / 24 V: 2000 W / 36V: 3000 W / 48V: 4000 W	12 V: 1200 W / 24 V: 2400 W / 36 V: 3600 W / 48 V: 4850 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	
Tensión mínima FV	Tensión de la batería más 7 V para arranque	Tensión de la batería más 2 V operativos
Consumo en espera	12 V: 0,55 W / 24 V: 0,75 W / 36 V: 0,90 W / 48 V: 1,00 W	
Eficacia a plena carga	12 V: 95 % / 24 V: 96,5 % / 36 V: 97 % / 48 V: 97,5 %	
Carga de absorción	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V	
Carga de flotación	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8 V	
Carga de ecualización	15,0 / 30,0 / 45 / 60 V	

**Tabla 5.3. Características del controlador BlueSolar MPPT 150/85. Fuente: Victron Energy**

Deberemos agrupar los módulos fotovoltaicos y los reguladores de manera que no se supere la tensión de circuito abierto fotovoltaico ni se supere la potencia máxima que puede entregar el regulador a las baterías. Si consideramos el voltaje de las baterías  $V_{bat}$  (48 V) y la corriente de carga nominal del regulador  $I_{reg}$  (85 A), podemos calcular la potencia nominal del regulador de carga de las baterías  $P_{1 reg}$ :

$$P_{1 reg} = V_{bat} \cdot I_{reg} = 48 \text{ V} \cdot 85 \text{ A} = 4.080 \text{ W} \quad (5.57)$$

Esta será la potencia nominal de carga de las baterías de un regulador. Por tanto, para que no haya limitaciones de potencia, a cada regulador podrán llegarle de los módulos fotovoltaicos correspondientes como máximo este valor de potencia entre el rendimiento del regulador a plena carga, el cual indica el fabricante que es del 97,5 %.

$$P_{m\acute{a}x \text{ ent } reg} = \frac{P_{1 reg}}{\eta_{reg}} = \frac{4.080 \text{ W}}{0,975} = 4.185 \text{ W} \quad (5.58)$$

Tenemos 176 módulos para asociar con varios reguladores, dado que con uno solo obviamente no será suficiente para transmitir toda la potencia generada por el campo hasta las baterías. Partiendo de la premisa de que el conjunto de módulos que irán conectados a un regulador no podrá superar la potencia máxima de 4.185 W, tenemos que conexionar los 176 en varios bloques, cada uno de los cuales irá conectado a un regulador. Además tendremos que tener en cuenta que el valor de voltaje en circuito abierto del bloque de módulos no podrá ser superior al máximo del regulador, 150 V para las condiciones más frías de funcionamiento.

Se decide agrupar los **176 módulos en 11 bloques de 16 módulos**. Cada bloque estará formado por 8 ramas en paralelo de 2 módulos en serie y estará conectada a un regulador. De esta forma, **tendremos un total de 11 reguladores de carga MPPT 150/85**. Los 11 reguladores se conectarán en paralelo, conectándose todas las salidas de los mismos al banco de baterías.

$$N_{reg} = 11 \text{ reguladores} \quad (5.59)$$

Con esta disposición se consigue que cada bloque tenga un voltaje de máxima potencia del

siguiente valor:

$$V_{mp\ bloque} = N_{mod\ serie} \cdot V_{mp\ mod} = 2 \cdot 31,23\ V = 62,46\ V \quad (5.60)$$

La corriente total del bloque en el punto de máxima potencia será:

$$I_{mp\ bloque} = N_{mod\ paralelo} \cdot I_{mp\ mod} = 8 \cdot 8,34\ A = 66,72\ A \quad (5.61)$$

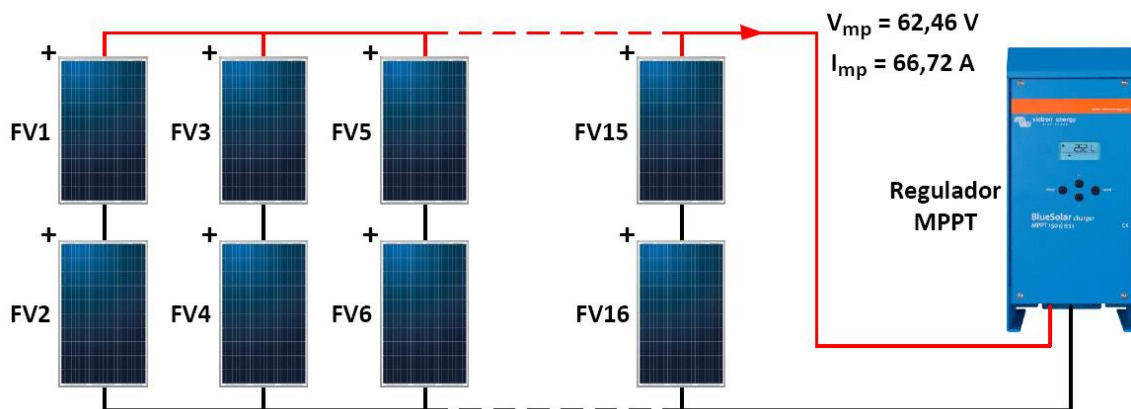
De esta forma, la potencia máxima de entrada al regulador del bloque fotovoltaico será:

$$P_{mp\ bloque} = V_{mp\ bloque} \cdot I_{mp\ bloque} = 4.167\ W \quad (5.62)$$

Se comprueba que este valor es inferior a la potencia máxima de entrada al regulador para que no haya limitación de potencia, la cual era 4.185 W.

El regulador se encargará de ajustar automáticamente la tensión del bloque de módulos a la tensión de la batería, regulando la tensión y la corriente de salida en función del estado de carga de la batería, tal y como se expuso en el capítulo anterior.

En la siguiente figura se ilustra la conexión entre un bloque de 16 módulos y 1 regulador.



**Figura 5.16. Conexión de un bloque de 16 módulos y 1 regulador de carga**

Como se ha dicho arriba, los 11 reguladores se conectarán en paralelo, estando cada uno conectado a su entrada a un bloque de 16 módulos y en su salida al banco de baterías. Al final del capítulo se mostrará esta conexión con más detalle.

Por último indicaremos la potencia nominal entregada por todos los reguladores al sistema de almacenamiento:

$$P_{reg} = N_{reg} \cdot P_{1\ reg} = 11 \cdot 4.080\ W = 44.880\ W \quad (5.63)$$

La potencia nominal total de carga de las baterías será, por tanto, de 44,88 KW.

## 5.5. Dimensionado de los inversores

El último elemento que debemos dimensionar es el inversor, el cual transformará la corriente continua generada por el sistema fotovoltaico en corriente alterna para la alimentación de la bomba de calor reversible. Es una de los componentes más importantes del sistema porque, dadas las características de nuestra instalación, necesitaremos elegir un modelo que nos permita tener un aporte de electricidad de red para cuando la energía fotovoltaica producida o almacenada en las baterías no sea suficiente para satisfacer toda la demanda eléctrica de la bomba.

Para empezar, tenemos que determinar el tipo de alimentación eléctrica de la bomba de calor. Según las especificaciones eléctricas de la bomba, la alimentación nominal es trifásica de 400 V y 50 Hz y tiene un rango de tensión de entrada de 360-440 V.

Por otro lado, debemos dimensionar nuestros inversores de forma que sean capaces de suministrar la potencia eléctrica máxima demandada por la bomba. Para nuestro periodo de estudio, esta potencia serán una vez más los 18,63 KW del día 10 de Agosto. Aun así, dimensionaremos los inversores para una potencia mayor teniendo en cuenta posibles aumentos en la carga térmica o de la potencia eléctrica de la bomba.

El modelo de inversor elegido es el **Quattro 48/10000/140-100/100**, de Victron Energy. Es un inversor/cargador que permite la conexión a otras dos fuentes de alimentación de CA independientes, como por ejemplo puede ser la red eléctrica o a un generador auxiliar. Nosotros utilizaremos la red como aporte adicional de electricidad cuando la generación fotovoltaica no sea suficiente para satisfacer la demanda.

Además, este inversor tiene la capacidad de funcionamiento trifásico, para el cual se han de configurar 3 unidades en paralelo. Esta será la configuración que utilizaremos dadas las características eléctricas de las bombas de calor y se mostrará más adelante.

A continuación se muestran sus características técnicas principales. Las especificaciones completas pueden ser consultadas en el *Anexo 4*.

Quattro	12/3000/120-50/30 24/3000/70-50/30	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia integrado	Sí			
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1			
Corriente máxima (A)	50 / 30	2x100	2x100	2x100
INVERSOR				
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V			
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VAC ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%			
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2500	4500	7000	9000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	4000	6300	8000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96
Consumo en vacío (W)	15 / 15	25 / 25 / 25	30 / 35	35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	25 / 30	30
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	4 / 5	5 / 5 / 6	8 / 10	10

**Tabla 5.4. Características del inversor Quattro 48/10000/140-100/100. Fuente: Victron Energy**

En la siguiente imagen se muestra el inversor seleccionado:

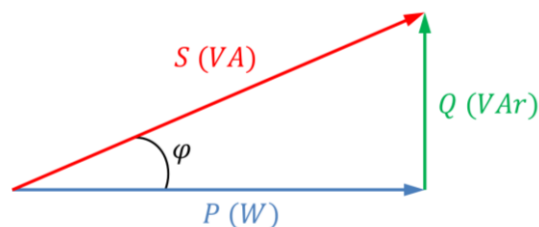


**Figura 5.17. Inversor Quattro 48/10000/140-100/100. Fuente: Victron Energy**

Antes de pasar a analizar las características del inversor conviene aclarar una serie de conceptos sobre las potencias de los inversores.

**NOTA:** Todas las potencias de las que hablaremos son en CA, a la salida del inversor.

Para empezar, podemos distinguir tres tipos de potencias: activa, reactiva y aparente, siendo la relación entre ellas el factor de potencia  $\varphi$ . Estas potencias se representan en el denominada triángulo de potencias, el cual se muestra en la siguiente figura.



**Figura 5.18. Triángulo de potencias**

Para analizar las potencias de los inversores nos centraremos en la potencia activa  $P$ , expresada en vatios (W); y en la potencia aparente  $S$ , que se expresa en voltiamperios (VA). Muchas veces los fabricantes denominan a los inversores por su potencia aparente (VA), lo cual puede llevar a confusiones si no se tienen claros estos conceptos.

También es importante matizar que los inversores son equipos electrónicos que se ven afectados en su rendimiento por su temperatura de trabajo y que, en consecuencia, su respuesta variará en función de la temperatura ambiente. Muchos fabricantes indican como potencia del inversor la potencia que puede suministrar de forma continuada durante un determinado periodo de tiempo a una temperatura ambiente determinada.

Otros fabricantes denominan los inversores indicando su potencia en VA. Por ejemplo, un inversor de 5.000 VA podrá suministrar 5.000 W de forma continuada siempre que el factor de potencia sea 1 y a la temperatura de trabajo indicada. También se suele indicar la potencia

activa (en CA) que el inversor puede entregar de forma continuada en W y a una temperatura determinada.

Aunque esta forma de indicar la potencia del inversor pueda ser la más “honesta” desde un punto de vista técnico, a menudo se tiende a asociar este valor con la potencia que suministrará el equipo en W.

Sin embargo, todos los fabricantes indican en la hoja de características la **potencia pico** que puede entregar el inversor. Por tanto, si las cargas de consumo requieren potencias elevadas durante periodos breves de tiempo no será necesario sobredimensionar el inversor considerando que la potencia máxima que entregará será la nominal que indica el fabricante a una temperatura determinada y de forma continuada. Dadas las características de nuestras cargas de consumo (las bombas de calor), estas alcanzarán su consumo máximo un porcentaje de tiempo muy reducido, por lo que a la hora de determinar la potencia máxima de los inversores podremos considerar la potencia pico.

Después de estas aclaraciones, pasamos a analizar las especificaciones del inversor seleccionado. La potencia nominal de salida en corriente alterna de forma continuada es de 9.000 W (10.000 VA) a 25 °C y de 8.000 W a 40 °C. Si conectamos las 3 unidades en paralelo tendremos una potencia nominal de salida de 27 KW a 25 °C, la cual ya es superior a la máxima demanda de la bomba, 18,63 KW. El rendimiento máximo de la unidad es del 96%, valor escogido anteriormente para el cálculo del rendimiento del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, el pico de potencia es de 20 KW por unidad, por lo que podríamos llegar a obtener en la salida 60 KW como máximo. Tanto la potencia nominal como la potencia pico del conjunto de los 3 inversores será suficiente para satisfacer la demanda eléctrica de las bombas. A continuación se indican los valores de potencias que indica el fabricante para el conjunto de los 3 inversores.

$$P_{inv\ continuada\ 25^{\circ}C} = 27\ KW \quad (5.64)$$

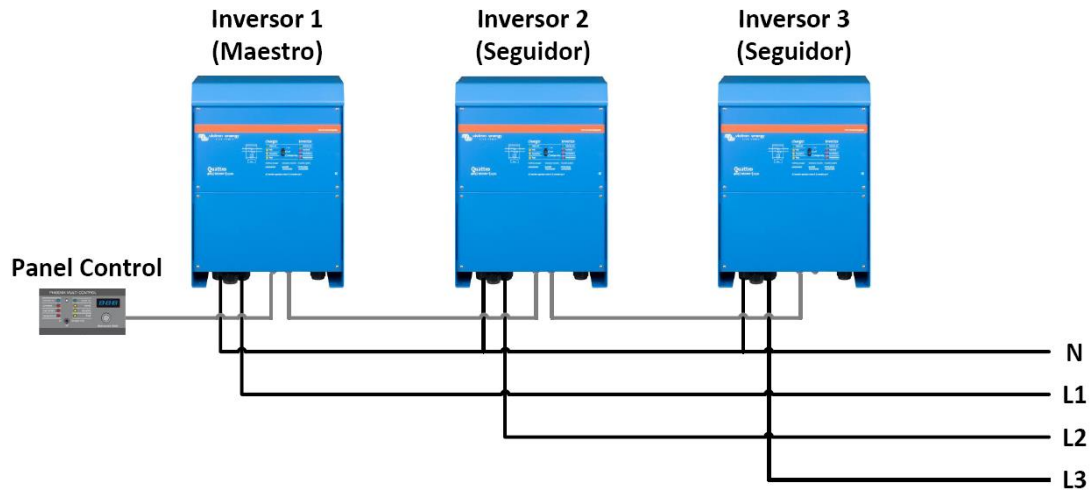
$$P_{inv\ continuada\ 40^{\circ}C} = 24\ KW \quad (5.65)$$

$$P_{m\acute{a}x\ inv} = 60\ KW \quad (5.66)$$

El equipo también tiene la función de cargador de baterías, aunque en nuestro caso esta función la realizaremos con los reguladores de carga, limitando el funcionamiento de este componente al de inversor y conexión con la red eléctrica como fuente auxiliar para dar soporte al sistema fotovoltaico en el caso de no cubrir la demanda. Además, no utilizaremos la segunda entrada auxiliar de CA ni la segunda salida del inversor.

A la hora de realizar la conexión de los 3 inversores para funcionamiento trifásico recurrimos al manual de instalación del equipo que facilita el fabricante, donde se indica que los inversores se conectarán en paralelo, estableciéndose uno de ellos como equipo “maestro” y los otros dos como “esclavos” del maestro. Cada uno de ellos se conectará a una fase de la línea trifásica que alimentará las bombas, tal y como se indica en la figura.





**Figura 5.19. Conexión de los inversores para salida trifásica**

A su vez, cada uno de los inversores estará conectado al banco de baterías. En el siguiente apartado se representará el esquema de conexión de todos los componentes del sistema.

## 5.6. Esquema del sistema fotovoltaico

Una vez dimensionado el sistema y seleccionados los diferentes componentes que lo integran (módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores e inversores) representaremos las conexiones entre cada uno de ellos. En la *Figura 5.20* se muestra el esquema de conexionado de la instalación fotovoltaica.

El campo fotovoltaico está formado por 176 módulos A-260P GSE, divididos en 11 bloques de 16 módulos cada uno (8 ramas en paralelo de 2 módulos en serie cada rama). Cada uno de estos bloques está conectado a un regulador de carga Blue Solar MPPT 150/85, representando en rojo la conexión de los polos positivos y en negro las de los negativos.

Los 11 reguladores se conectan en paralelo y se conexionan en su salida al banco de baterías, tanto al polo positivo (rojo) como al negativo (negro). El banco de baterías se compone de 72 baterías OPzS Solar 4560, conectadas en 3 ramas de 24 baterías en serie cada rama.

El banco de baterías se conecta a la entrada de los 3 inversores Quattro 48/10000/140-100/100, tanto los polos positivos como los negativos. Cada inversor, a su vez, tiene una entrada para la conexión con la red eléctrica, cuando la producción fotovoltaica o la energía almacenada en las baterías no sean suficientes para cubrir la demanda eléctrica de las bombas de calor. Los 3 inversores se conectan en paralelo y se configuran para generar una salida en trifásica. Finalmente, cada uno de los inversores se conecta a una fase de la línea trifásica que alimentará las bombas de calor, tal y como se mostró en la *Figura 5.19*.

También es importante mencionar que toda la corriente desde la generación en el campo fotovoltaico hasta la entrada de los inversores es corriente continua. La conexión con la red eléctrica y la salida de los inversores será corriente alterna.



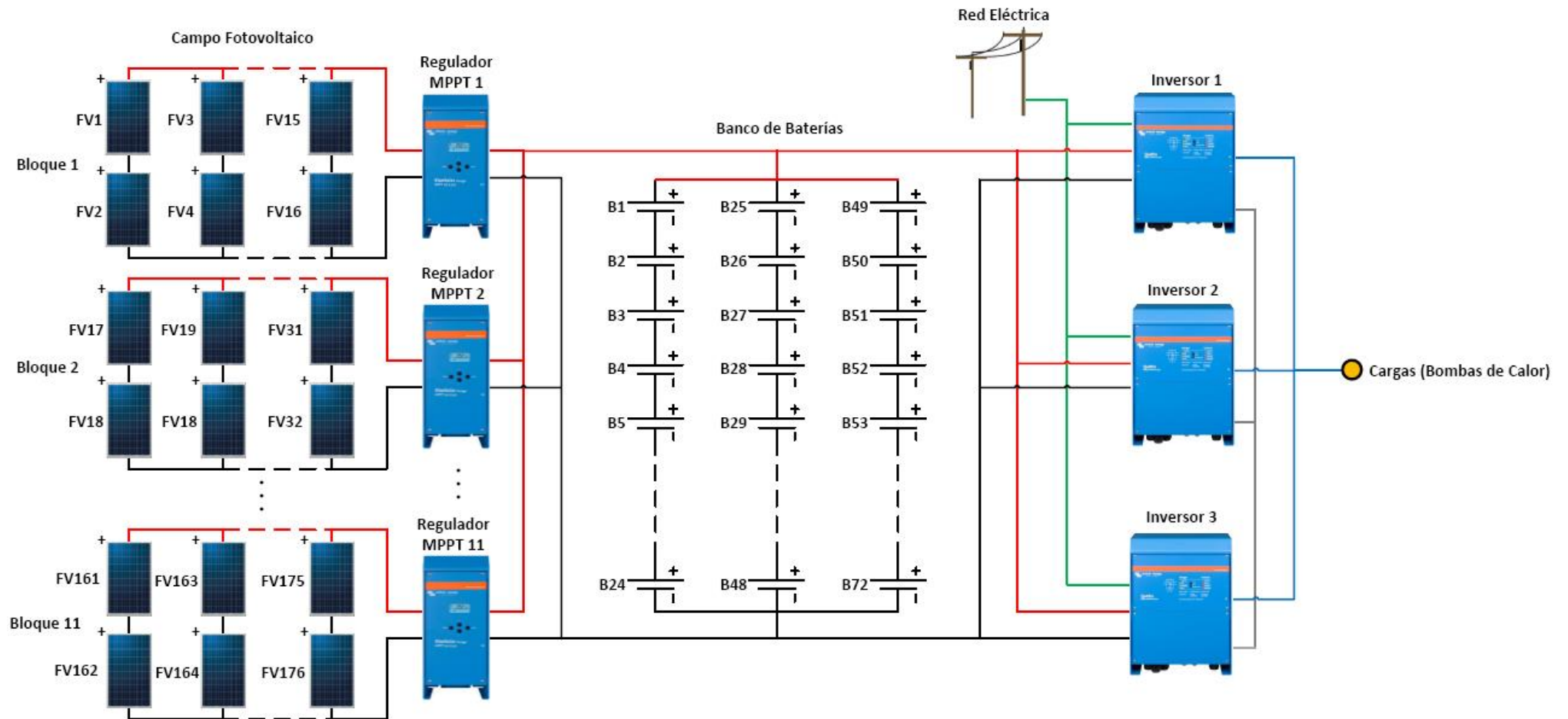


Figura 5.20. Esquema de conexionado del sistema fotovoltaico

## Capítulo 6. Simulación de las temporadas

### 6.1. Introducción

En el presente capítulo se realizará una simulación de la producción fotovoltaica a lo largo de la temporada de refrigeración y de calefacción. En el Capítulo 2 obtuvimos la evolución de la demanda térmica a lo largo de ambas temporadas, la cual nos servirá para obtener la demanda eléctrica de las bombas a partir del ESEER y del COP para cada periodo. Es importante recordar aquí, antes de realizar la simulación, las diferencias notables entre la demanda térmica para refrigeración y para calefacción. **Ya se observó que la demanda térmica de calefacción que se obtenía era significativamente menor a la de refrigeración debido a las cargas térmicas internas del edificio (ocupación, iluminación y equipos).** Esta justificación deberá ser tomada en cuenta en este capítulo a la hora de interpretar los resultados. Podemos anticipar, entonces, que la demanda eléctrica en el periodo de calefacción también será bastante inferior a la que obtengamos en el periodo de refrigeración.

Para simular la producción del sistema fotovoltaico, evaluaremos la energía solar disponible y aplicando lo expuesto en el Capítulo 5 determinaremos la energía fotovoltaica que se puede entregar a la demanda para cada día del año. Para la simulación utilizaremos la programación informática, la cual se puede consultar en detalle en el *Anexo 2*.

Las consideraciones realizadas para el cálculo de la demanda eléctrica y de la producción fotovoltaica son las mismas que las que se hicieron en el capítulo anterior y se recuerdan a continuación.

La demanda eléctrica de la bomba de calor reversible para la temporada de refrigeración se obtendrá como la demanda térmica calculada en el Capítulo 2 dividida entre el ESEER proporcionado por el fabricante. Para la temporada de calefacción la demanda eléctrica de la bomba de calor reversible se obtendrá como la demanda térmica calculada en el Capítulo 2 dividida entre el COP proporcionado por el fabricante.

Como se comentó en el Capítulo 5, al no conocer el EER o el COP exacto que tendrá la bomba de calor cada día de la temporada, tampoco podemos saber las demandas eléctricas reales de la bomba para cada día. De igual forma, la potencia eléctrica nominal que se obtuvo en el Capítulo 3 era para condiciones de plena carga, la cual no sabemos a priori qué días o en qué instantes se alcanzará. Por tanto, para obtener la demanda eléctrica de la bomba nos basaremos en el ESEER que proporciona el fabricante, al ser éste un valor representativo del

comportamiento de la máquina para toda la temporada. En el caso de la temporada de calefacción utilizaremos el COP, al ser el único valor proporcionado por el fabricante.

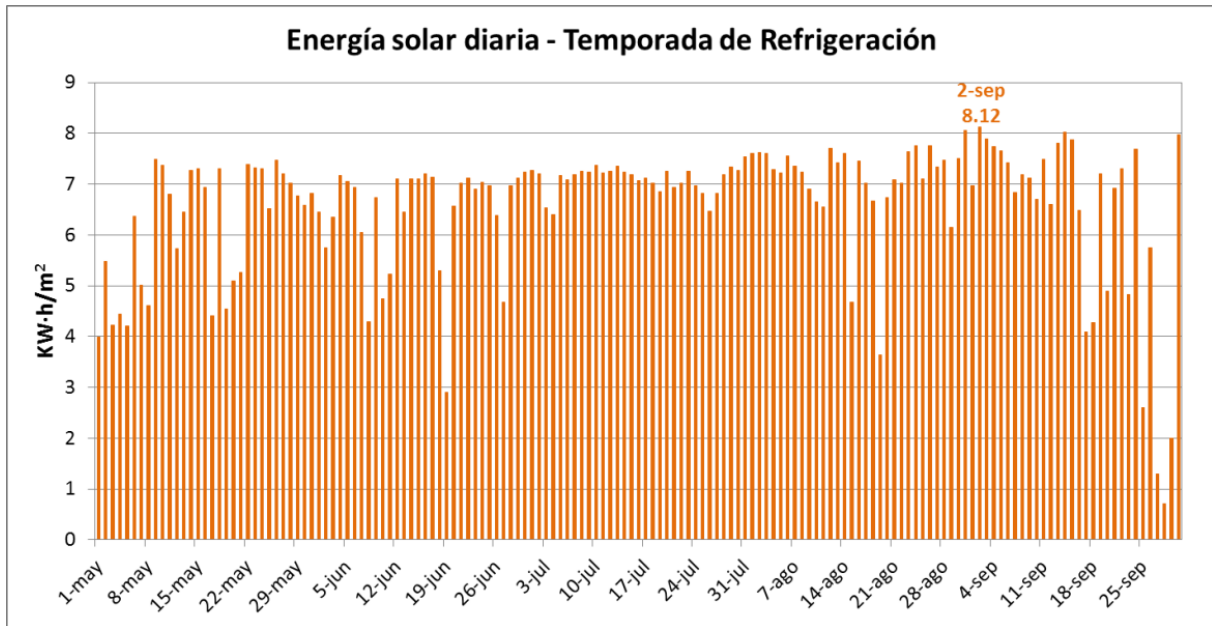
Por otro lado, el rendimiento del sistema fotovoltaico se supondrá el mismo para cada instante y día del año, y será el calculado en el Capítulo 5. Para ello consideraremos que la temperatura del módulo a lo largo de todo el año es igual a la Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (en inglés NOCT, *Normal Operating Cell Temperature*) proporcionada por el fabricante en la hoja de características, 48 °C. Sabemos que esto en realidad no es así, debido a que se producirán variaciones de la temperatura del módulo a lo largo del año (y también a lo largo del día) que afectarán a su rendimiento. De esta forma, la temperatura de trabajo en el periodo de refrigeración aumenta, por lo que el rendimiento real en esta temporada sería inferior al que vamos a considerar. Por el contrario, en la temporada de calefacción, la temperatura del módulo descendería, con el consecuente aumento de rendimiento respecto a la temporada refrigeración. El efecto de esta temperatura es significativo y existen investigaciones en curso con objeto de determinar esta temperatura con exactitud. Sin embargo, para el alcance de este proyecto y dado el complejo cálculo de la determinación exacta de la temperatura de trabajo del módulo, la consideraremos constante a lo largo del año e igual a 48 °C.

## 6.2. Energía Solar

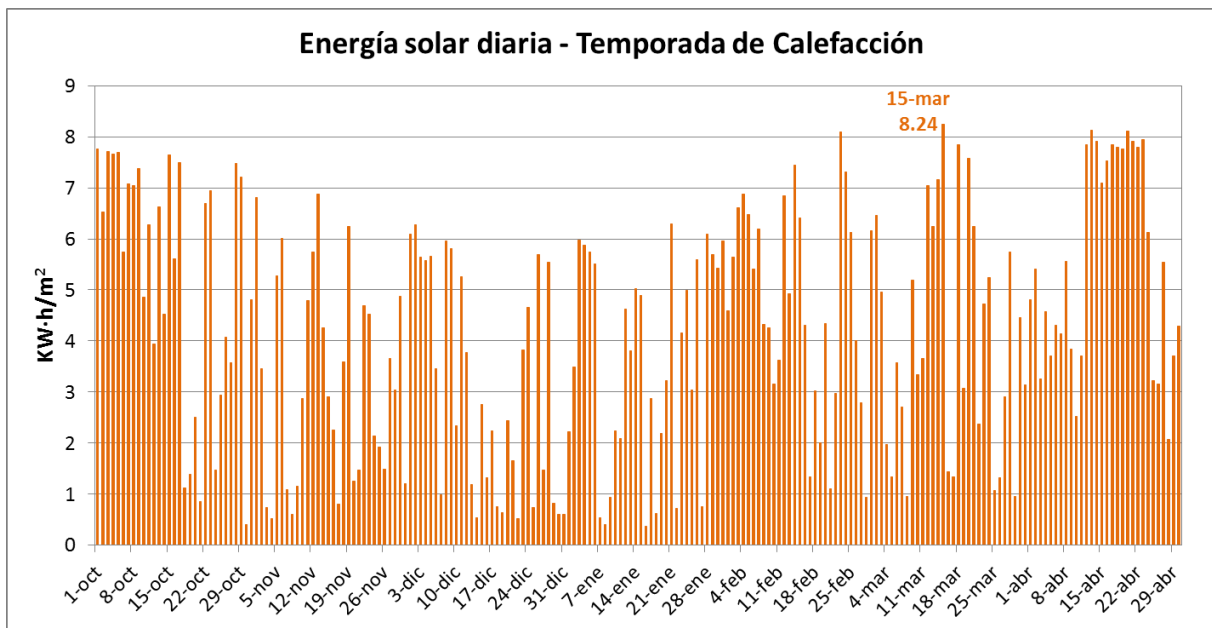
El primer paso será la evaluación del recurso energético disponible, que es la energía solar para cada día de la temporada. A partir de los valores de radiación solar ( $\text{W/m}^2$ ) para cada día del año se calcula la energía solar como la integral bajo la curva de radiación sumando todos los valores de radiación (tomados cada 10 minutos) y aplicando el factor de conversión para pasar de  $\text{W/m}^2 \cdot 10 \text{ min}$  a  $\text{KW} \cdot \text{h/m}^2$  que se mostró en la ecuación (2.68).

También es importante recordar que los valores de radiación solar son los del plano inclinado 30°, inclinación que tiene el campo de módulos diseñado y justificada en el Capítulo 5.

En las siguientes figuras se presentan los valores de energía solar para cada día de la temporada de refrigeración y de la temporada de calefacción.



**Figura 6.1. Energía solar diaria. Temporada de Refrigeración**



**Figura 6.2. Energía Solar diaria. Temporada de Calefacción**

Se observa que la energía solar es en promedio mucho mayor para la temporada de refrigeración ( $6,28 \text{ KW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ) que para calefacción ( $4,21 \text{ KW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ ), como era de esperar ya que en los meses de verano la radiación solar es mucho mayor.

La energía solar diaria máxima interceptada en los meses de refrigeración es de  $8,12 \text{ KW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$  correspondiente al día 2 de Septiembre, mientras que la radiación solar máxima tiene lugar el 26 de Septiembre y alcanza los  $1.223,85 \text{ W}/\text{m}^2$ . Sin embargo, la energía solar diaria máxima en el periodo de calefacción es superior a la de refrigeración, llegando a los  $8,24 \text{ KW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$  el día 15 de Marzo. La radiación solar máxima durante los meses de calefacción es de  $1.339,86 \text{ W}/\text{m}^2$

y tiene lugar el 25 de Febrero.

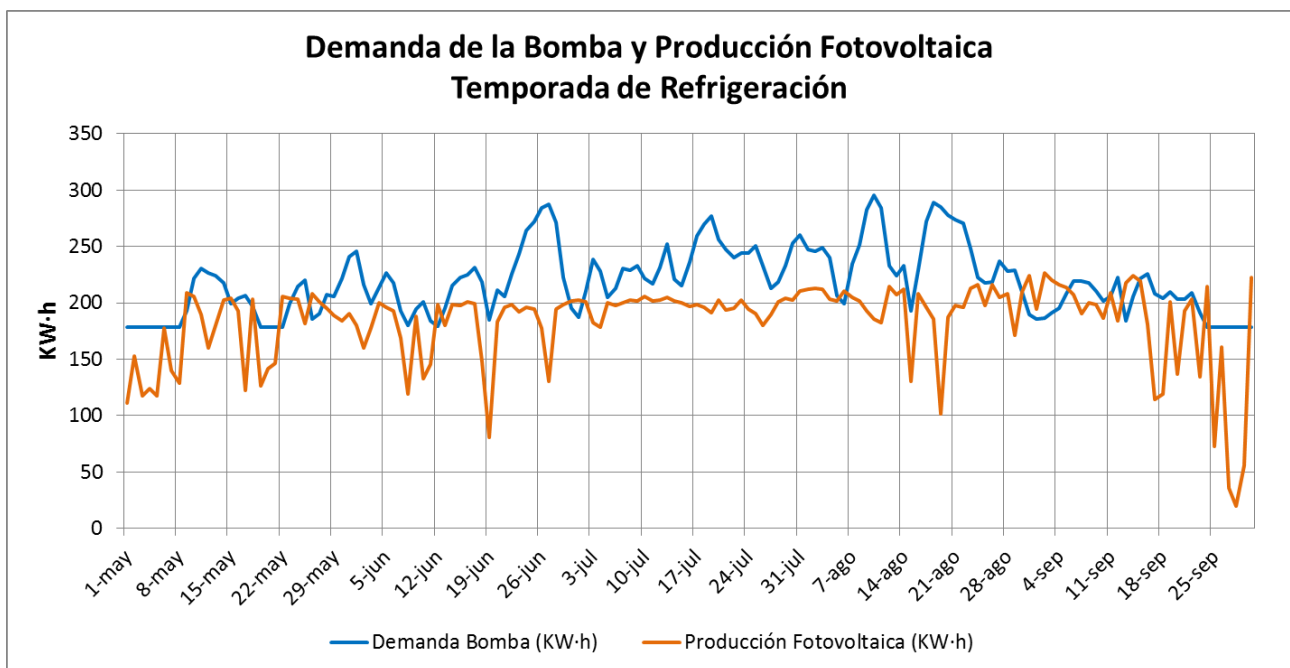
También es interesante saber la energía solar total de la temporada: 1.006,58 KW·h/m<sup>2</sup> para la temporada de refrigeración y 892,80 KW·h/m<sup>2</sup> para calefacción.

### 6.3. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica

Una vez analizado el recurso energético, debemos calcular la demanda eléctrica de la bomba de calor y la producción del sistema fotovoltaico, aplicando para ello las consideraciones arriba expuestas. De esta forma, analizaremos la capacidad del sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda o bien la necesidad de un aporte adicional de la red.

#### 6.3.1. Temporada de Refrigeración

Los resultados de la simulación de la demanda eléctrica de la bomba de calor y de la producción del sistema fotovoltaico a lo largo de las temporadas de refrigeración se muestran en las siguientes figuras.



**Figura 6.3. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica. Temporada de Refrigeración**

Se puede observar cómo la producción fotovoltaica del sistema diseñado en la temporada de refrigeración es, en general, inferior a la demanda eléctrica de la bomba, siendo necesaria la conexión a la red para aportar esa energía necesaria y conseguir así satisfacer la demanda en estos días en los que la producción fotovoltaica no es suficiente.

Los días con menor demanda térmica serán por tanto los días de menor demanda eléctrica de las bombas. Si analizamos estos días podemos ver como a principios de mayo la demanda es de las más bajas pero la producción fotovoltaica no es aun así suficiente para satisfacer la

demanda. Sin embargo, a mediados de Mayo y la primera semana de Septiembre, por poner un ejemplo, la producción fotovoltaica es capaz de suministrar toda la electricidad que demandan las bombas. La diferencia entre la energía producida y la demanda se acumularía en las baterías de almacenamiento.

La producción fotovoltaica es suficiente para proporcionar la energía demandada 23 días del periodo (aporte solar del 100%), mientras que el aporte de auxiliar de la red será necesario 130 días.

El día de demanda máxima es el 10 de Agosto, día que seleccionamos en el capítulo anterior para realizar el dimensionado de la instalación. Este día la demanda eléctrica fue de 295,27 KW·h y la producción fotovoltaica de 185,58 KW·h, siendo el aporte solar diario el 63%.

La demanda mínima de todo el periodo tiene lugar durante varios días de Mayo y de finales de Septiembre, siendo ésta de 178,17 KW·h. Sin embargo, dado que los meses de Mayo y Septiembre no son los más representativos del periodo de refrigeración, estando éste más caracterizado por las exigencias de los meses de Junio, Julio y Agosto, se comentan a continuación los resultados de considerando solo estos 3 meses centrales del periodo de estudio.

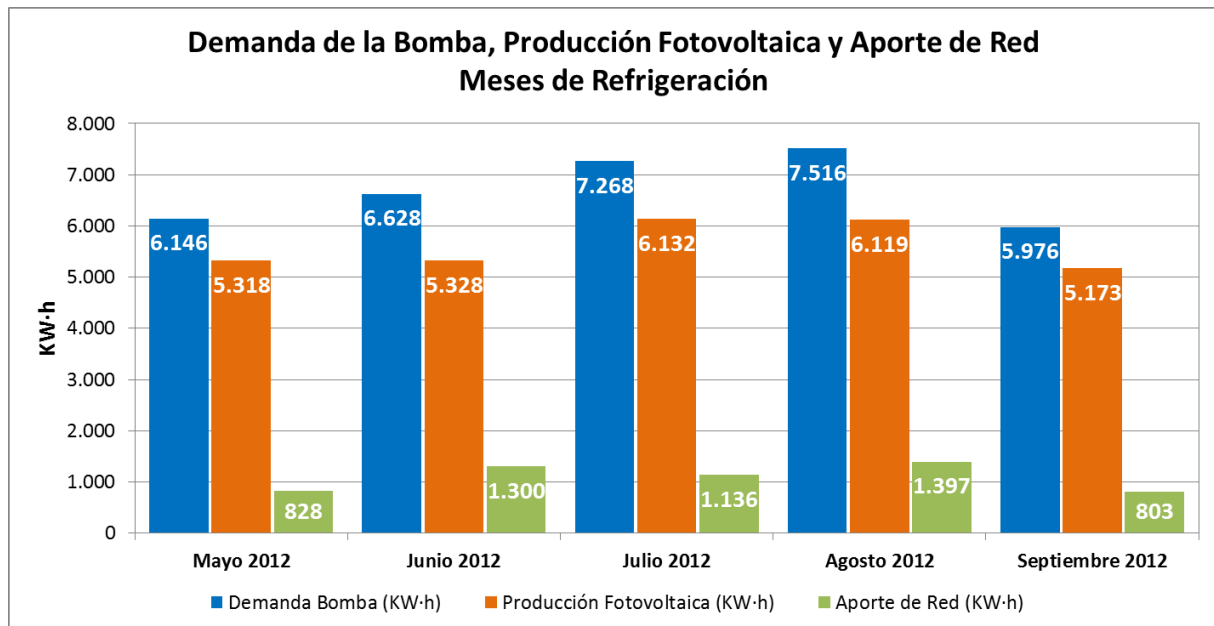
La demanda mínima para el período de Junio a Agosto corresponde al 12 de Junio y es de 179,41 KW·h. Dicho día la producción fotovoltaica es de 198,16 KW·h, lo que se traduce en un aporte solar del 100 %, permitiendo almacenar 18,74 KW·h en las baterías.

El día de mayor producción fotovoltaica es el 31 de Agosto, con un valor de 224,52 KW·h, lo que permite satisfacer el 100% de la demanda y almacenar 34,96 KW·h en las baterías.

Para una mejor visualización del porcentaje de demanda cubierto, en la *Figura 6.4* se muestran las demandas totales y la producción total para cada mes de la temporada, así como el aporte de red necesario.

El mes con mayor demanda eléctrica de la bomba es Agosto, con 7.516 KW·h, ya que es el mes con mayores temperaturas y por tanto con mayor demanda térmica. Este mes la producción fue de 6.119 KW·h y el aporte de red de 1.397 KW·h. Si consideramos la totalidad del mes, el aporte solar obtenido es del 81%.

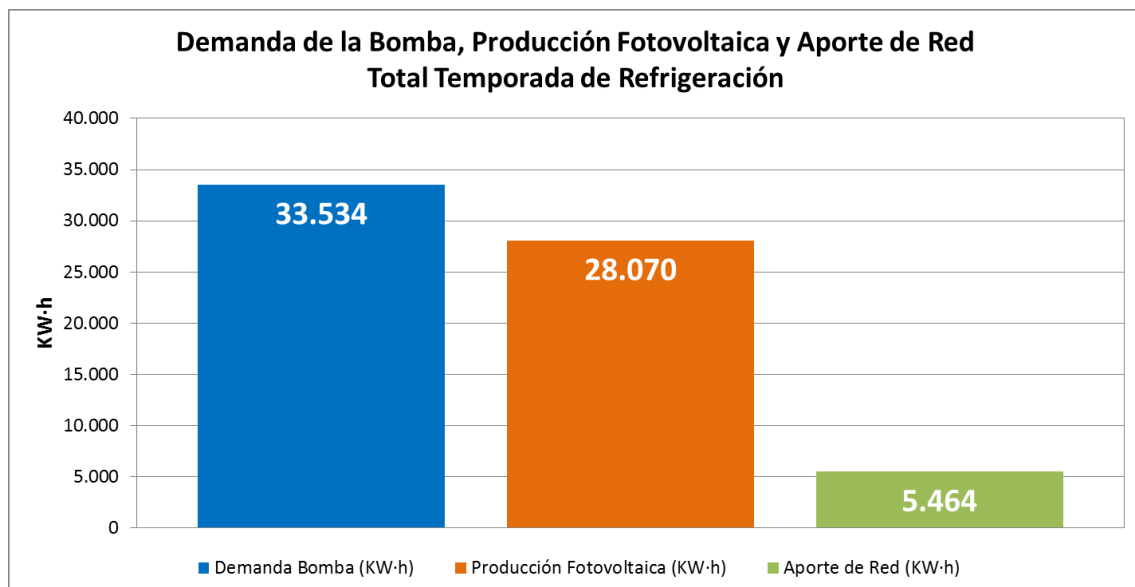
Sin embargo, el mes con mayor producción es Julio. En este mes se entregaron 6.132 KW·h producidos a la demanda eléctrica de 7.268 KW·h, resultando el cómputo global en un aporte solar del 84%.



**Figura 6.4. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Aporte de red. Meses Refrigeración**

Puede llamar la atención del lector que no aparezca energía almacenada en estas gráficas. El motivo es que se ha realizado el balance total de cada mes, considerando que si un día se almacena energía, esa energía se usará posteriormente. De esta forma, aunque haya días en los que se almacena la energía en las baterías, en el balance global del mes no habrá energía almacenada.

Finalmente, podemos sumar todas las demandas y producciones de cada día de la temporada para obtener la demanda, producción fotovoltaica y aporte de red totales de la temporada.

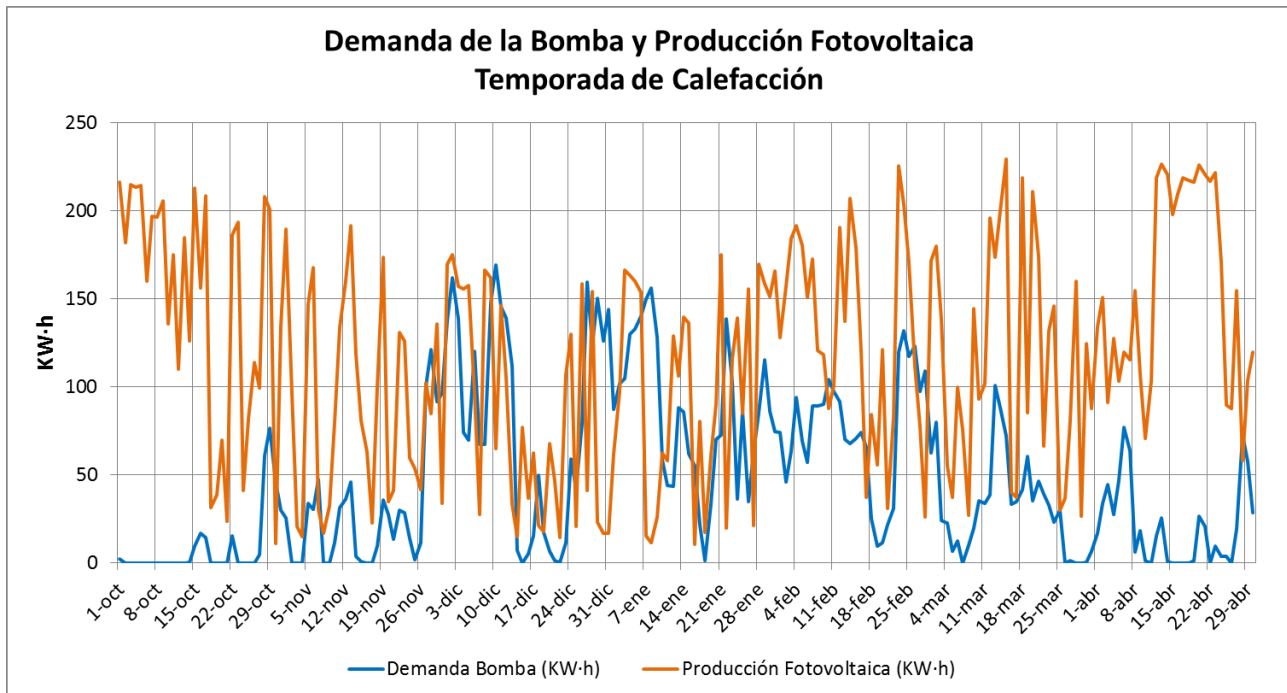


**Figura 6.5. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Aporte de red. Total Refrigeración**

Vemos que la demanda eléctrica total de la temporada es de 33.534 KW·h, de los cuales 28.070 KW·h se satisfacen con la producción del sistema fotovoltaico y 5.464 KW·h con aporte auxiliar de red. Considerando estos valores, el aporte solar global de la temporada es de un 84%, valor que coincide con el promedio de los aportes solares de cada mes.

### 6.3.2. Temporada de Calefacción

A continuación se muestra los resultados de la simulación para la temporada de calefacción.



**Figura 6.6. Demanda de la bomba y Producción fotovoltaica. Temporada de Calefacción**

Al contrario que ocurría en el periodo de refrigeración, en la temporada de calefacción se observa que la gran mayoría de días la producción fotovoltaica diaria es superior a la demanda eléctrica de la bomba. Esto se debe a varios motivos, los cuales se describen a continuación.

**El principal factor que hace que la demanda de electricidad en la temporada de calefacción tenga unos valores tan bajos comparados con los obtenidos en refrigeración es la carga térmica interna del edificio.** Como ya se adelantaba en la introducción del capítulo, el valor de la carga interna es elevado, llegando a ser prácticamente del mismo orden que el resto de cargas térmicas, tal y como se vio en el Capítulo 2. Al considerar la carga interna como una ganancia de calor en el periodo de calefacción y por tanto aparecer como un término negativo en la ecuación (2.63), la carga térmica (y por tanto la demanda térmica) se reduce considerablemente. Esto también provoca que haya días en los que la demanda térmica sea nula. En dichos días, el valor absoluto de la carga interna es superior al del resto de cargas (transmisión y ventilación) a lo largo del día, por lo que el balance total de la ecuación (2.63) saldría nulo. Como se comentó en el Capítulo 2, en estos caso no consideramos una carga térmica negativa, sino que la consideramos nula, siendo ello el motivo por lo que aparecen



días sin demanda térmica nula en la *Figura 6.6*.

Al ser la demanda eléctrica de las bombas directamente proporcional a la demanda térmica del edificio (relacionadas a través del COP, considerado constante para la temporada), **el efecto de las cargas internas provoca, por tanto, que la demanda eléctrica de las bombas de reduzca significativamente**, obteniendo unos valores inferiores a los de refrigeración.

Por otro lado, aunque de menor peso en este caso, es el periodo escogido para el dimensionado del sistema fotovoltaico. Recordamos que el dimensionamiento de la instalación se realizó para satisfacer la demanda de la bomba en refrigeración, ya que se obtuvieron valores de demanda muy superiores a los de calefacción por la razón arriba mencionada. Concretamente, el dimensionado se realizó para el día 10 de Agosto, el cual corresponde con el día de mayor demanda térmica y eléctrica según las consideraciones realizadas. Por tanto, podemos decir que nuestra instalación fue diseñada para garantizar la máxima producción posible en el periodo de refrigeración. Aun así, ya se ha comprobado que el área disponible para la colocación de módulos fotovoltaicos no es suficiente para cubrir el 100% de la demanda eléctrica de las bombas en refrigeración.

Dado que las demandas térmicas y eléctricas son significativamente inferiores en calefacción, el haber realizado el dimensionado para refrigeración (con demandas mayores) provoca entonces un sobredimensionamiento del sistema para la temporada de calefacción. Esto, sumado al descenso de la demanda térmica y eléctrica por las cargas internas, provoca que la producción fotovoltaica sea superior a la demanda eléctrica la mayoría de días del periodo de calefacción.

Vemos que el campo fotovoltaico dimensionado sí es capaz de satisfacer la demanda todos los días, siendo superior la producción diaria a la demanda una gran cantidad de días. Los días en los que la producción diaria es inferior a la demanda, la diferencia de energía se aporta con el sistema de almacenamiento, el cual estará previamente cargado de días anteriores en los que la producción fue mayor a la demanda eléctrica y se cargaron las baterías.

El resultado es por tanto un campo un poco infradimensionado para la temporada de refrigeración y sobredimensionado para la temporada de calefacción. Pero esto es necesario para conseguir cubrir la mayor demanda posible en refrigeración, la cual es en total mayor a la de calefacción. Si se hubiera hecho el dimensionado para calefacción, la producción en dicha temporada se ajustaría más a la demanda pero en la temporada de refrigeración el sistema estaría infradimensionado.

Teniendo en cuenta todas las justificaciones mencionadas arriba, se obtiene que de los 212 días que abarca el periodo, la demanda eléctrica de la bomba de calor se satisface el 100% con producción fotovoltaica 179 días. El aporte de red no será necesario ningún día debido al almacenamiento de energía, ya que aunque haya días que la producción diaria de ese mismo día sea menor a la demanda, las baterías estarán cargadas de días anteriores, por lo que se podrá satisfacer la demanda íntegramente con energía de origen fotovoltaico.

Por otro lado, hay 33 días en los que la demanda térmica y eléctrica se considera nula, debido a las consideraciones hechas en el Capítulo 2 y a la presencia de la carga térmica interna. Toda

la producción fotovoltaica de estos días se almacena en las baterías.

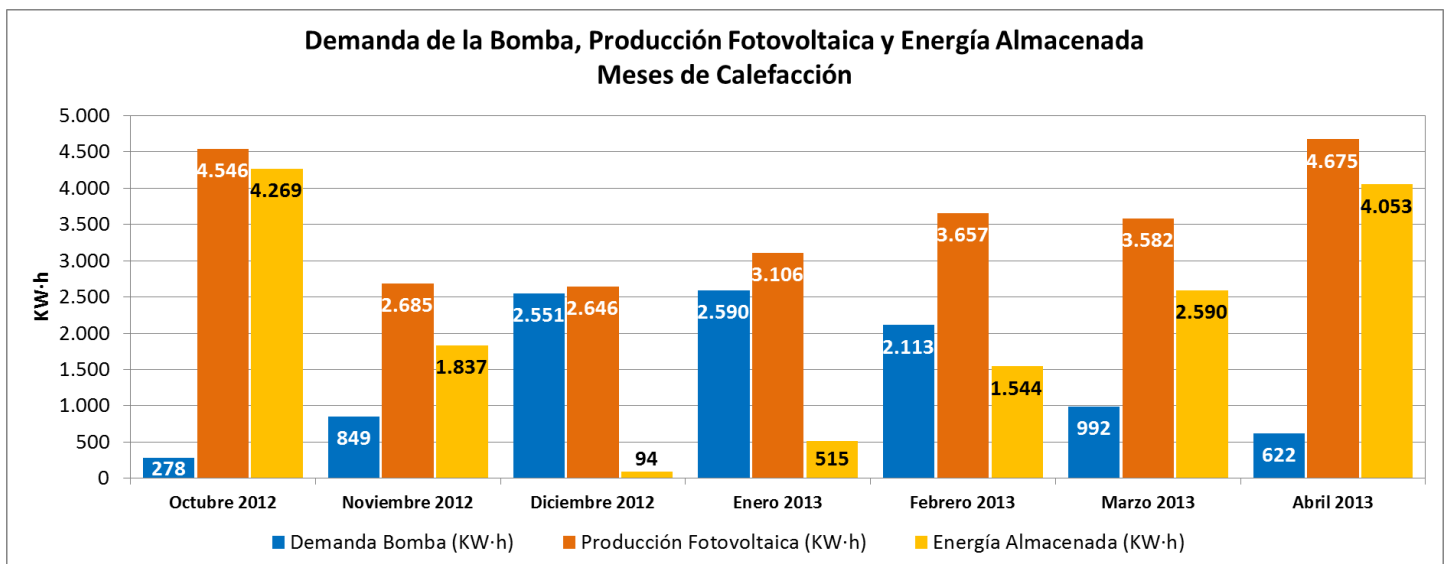
El día de mayor producción es el 15 de Marzo, con 229,81 KW·h producidos, día en el cual la demanda eléctrica es de 72 KW·h, por lo que se almacenarían 157,81 KW·h en las baterías.

La menor producción tiene lugar el 16 de Enero, alcanzando solo los 10,28 KW·h. La demanda diaria de la bomba es de 55,19 KW·h. La energía restante será aportada por el sistema de almacenamiento.

El máximo valor de demanda eléctrica diaria para la temporada de calefacción es de 169,49 KW·h el día 10 de Diciembre, día con menor temperatura del periodo. Este día la producción es de 65,14 KW·h, de forma que los 104,35 KW·h restantes los suministrará el sistema de almacenamiento que estará cargado de días anteriores.

También conviene recordar aquí que la temperatura del módulo se ha considerado constante para todo el año: 48 °C, Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula que proporciona el fabricante. Sin embargo, en la temporada de calefacción la temperatura de trabajo será probablemente menor, sobre todo en los meses centrales más fríos como Diciembre, Enero y Febrero, por lo que las pérdidas por temperatura serían inferiores, con el consecuente aumento del rendimiento del módulo y del campo fotovoltaico y, por tanto, de la producción fotovoltaica. En definitiva, la producción fotovoltaica podría ser aún mayor.

Si sumamos la demanda de cada día del mes, así como la producción fotovoltaica y la energía almacenada, podemos representar dichos valores para el balance total de cada mes de la temporada. Dichos valores se representan en la *Figura 6.7*



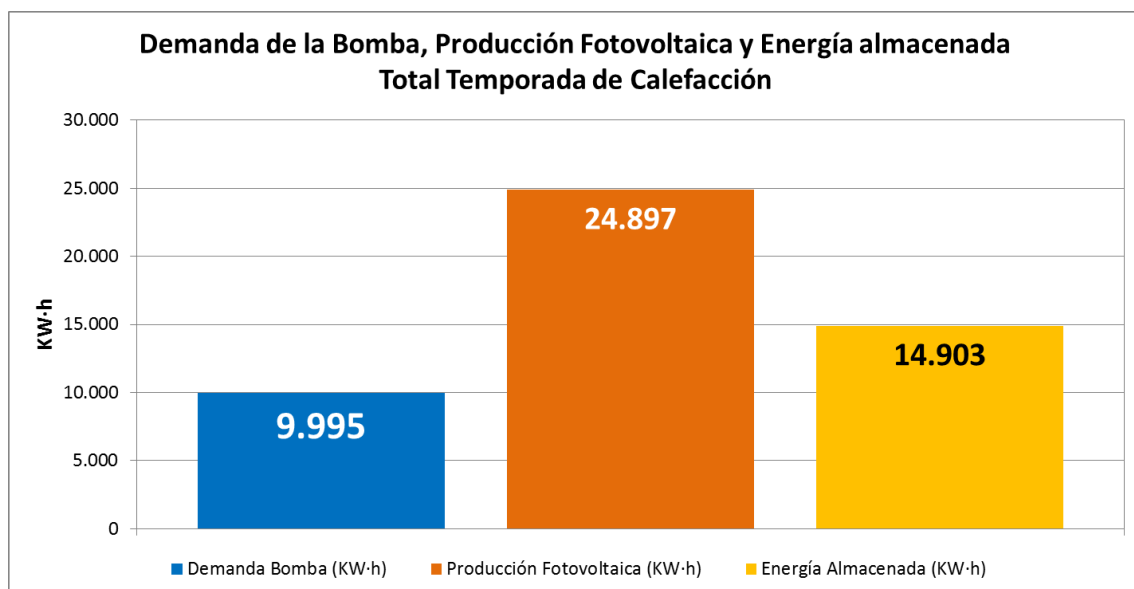
**Figura 6.7. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Energía almacenada. Meses de Calefacción**

Teniendo presente el efecto de la carga térmica interna ya mencionado, se obtiene que la demanda total de cada mes se satisface íntegramente con energía fotovoltaica, por lo que el aporte solar de cada mes se puede considerar del 100%. La producción mensual es para cada

meses mayor que la demanda, por lo que **la energía restante se almacenará en las baterías de almacenamiento** (en amarillo en las figuras). También podemos observar cómo en los meses centrales del periodo (Diciembre, Enero y Febrero), la energía acumulada es la menor, ya que la demanda térmica y eléctrica de estos meses es la mayor del periodo, representando un 73% de la demanda total de la temporada.

Por otro lado, al igual que ocurría con los meses de Mayo y Septiembre para refrigeración, en este periodo, los meses de Octubre y Abril se han incluido en la temporada de calefacción pero no son representativos de las exigencias típicas de esta temporada. Vemos que la producción de estos meses es la más alta mientras que la demanda eléctrica es la menor del periodo. Esto se debe a que, como se mencionó en el Capítulo 2, las temperaturas de estos meses son generalmente iguales o superiores a la temperatura interior del edificio, por lo que la demanda térmica será muy baja o incluso nula durante la mayoría de sus días.

Si al igual que hicimos en la temporada de refrigeración, realizamos la suma total de la demanda de la bomba, producción fotovoltaica y energía almacenada, obtenemos los valores totales de la temporada de calefacción, los cuales se muestran en la siguiente figura.



**Figura 6.8. Demanda de la bomba, Producción fotovoltaica y Energía almacenada. Total Calefacción**

Los resultados que se obtienen para el total de la temporada de calefacción son 9.995 KW·h de demanda eléctrica de las bomba de calor y 24.897 KW·h de producción fotovoltaica. La diferencia, 14.903 KW·h se acumula en las baterías de almacenamiento.

En definitiva, observamos que el incluir la carga térmica interna juega un papel fundamental en los resultados obtenidos, disminuyendo de forma significativa la demanda eléctrica del periodo de calefacción (9.995 KW·h) respecto a la de refrigeración (33.534 KW·h) y haciendo que la producción fotovoltaica supere a la demanda eléctrica de las bombas, con el consecuente almacenamiento de energía en las baterías.

## Capítulo 7. Reducción del impacto medioambiental

### 7.1. Introducción

En el presente capítulo se realiza un análisis sobre la reducción del impacto medioambiental de la instalación solar fotovoltaica diseñada. La motivación de proyecto era conseguir una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera utilizando la energía fotovoltaica como alternativa a la energía eléctrica convencional de la red para la alimentación de la bomba de calor reversible, teniendo en cuenta aun así el aporte auxiliar de red en los casos en los que la producción fotovoltaica no es capaz de satisfacer toda la demanda eléctrica.

Considerando el factor de emisión de CO<sub>2</sub> por cada KW·h proporcionado por organismos oficiales, calcularemos las emisiones anuales evitadas de CO<sub>2</sub> debida a la utilización de la conversión fotovoltaica para alimentar los sistemas de refrigeración y calefacción del edificio, considerando para ellos las demandas eléctricas de cada temporada y el porcentaje de las mismas cubierto con energía fotovoltaica.

### 7.2. Reducción de emisiones

Muchas son las fuentes que proporcionan factores de emisión de CO<sub>2</sub> por cada KW·h eléctrico generado en España. También es importante mencionar que este factor es diferente para España peninsular y para España insular (siendo a su vez distinto para Baleares y Canarias), aunque también se suele dar un valor total nacional que tenga en cuenta tanto la península como las islas y las comunidades de Ceuta y Melilla.

En este proyecto se decide utilizar el valor total nacional proporcionado por el documento *Factores de Emisión de CO<sub>2</sub> y Coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España (2014)* del IDAE. El valor propuesto en dicho documento es de **0,399 kg de CO<sub>2</sub> por KW·h eléctrico**.

La demanda total de electricidad de las bombas de calor reversibles trabajando como máquina frigorífica en la temporada de refrigeración fue de 33.534 KW·h, como se calculó en el capítulo anterior. De esta demanda, un 84% fue cubierto con energía de origen fotovoltaico, haciendo

un total de 28.070 KW·h. Si el 100% de la demanda hubiera sido satisfecha con energía de red convencional, las emisiones de CO<sub>2</sub> hubieran sido de 13.380 kg de CO<sub>2</sub>. Aunque para cubrir toda la demanda con el sistema fotovoltaico sea necesario el aporte auxiliar de red, podemos calcular la reducción de emisiones provocada por la utilización de la instalación fotovoltaica en la temporada de refrigeración.

$$Reducción\ CO_2\_{REF} = 0,399 \frac{kg\ CO_2}{KW \cdot h_e} \cdot 28.070 \frac{KW \cdot h_e}{año} = 11.200 \frac{kg\ CO_2}{año} \quad (7.1)$$

Se obtiene, por tanto, que la reducción de emisiones en la temporada de refrigeración es de **11,2 toneladas de CO<sub>2</sub> al año**, lo que supone un 84% de las emisiones que se producirían con el 100% de la demanda cubierta con energía de red. Las emisiones provocadas por el aporte auxiliar de red (2.180 kg de CO<sub>2</sub>) no se consiguen reducir ya que esta fuente auxiliar es necesaria para llegar a satisfacer toda la demanda en las condiciones en las que la producción fotovoltaica no es suficiente.

Para la temporada de calefacción, la demanda eléctrica total fue de 9.995 KW·h, de los cuales el 100% fueron cubiertos por la producción fotovoltaica. Por tanto, aquí la reducción del impacto medioambiental será del 100%, y tendrá un valor el cual se calcula a continuación.

$$Reducción\ CO_2\_{CAL} = 0,399 \frac{kg\ CO_2}{KW \cdot h_e} \cdot 9.995 \frac{KW \cdot h_e}{año} = 3.988 \frac{kg\ CO_2}{año} \quad (7.2)$$

La reducción anual de emisiones para el periodo de calefacción es de prácticamente **4 toneladas de toneladas de CO<sub>2</sub>**.

Si sumamos las emisiones evitadas para ambas temporadas podemos obtener la reducción total anual:

$$Reducción\ CO_2\_{TOTAL} = 11.200 + 3.988 = 15.188 \frac{kg\ CO_2}{año} \quad (7.3)$$

Finalmente, se obtiene una reducción total de emisiones de **15,19 toneladas de CO<sub>2</sub> al año**.

## Capítulo 8. Estudio económico

El estudio económico de la instalación diseñada se lleva a cabo en este capítulo. Primero se calculará el coste total de la instalación fotovoltaica, el cual se considerará como inversión inicial. Posteriormente se realizará un estudio de la inversión para determinar el periodo de amortización de la misma. Para ello, se considerarán los ahorros económicos anuales de energía que produce la instalación fotovoltaica.

### 8.1. Coste de la instalación fotovoltaica

A la hora de determinar el coste de la instalación fotovoltaica se ha acudido a las listas de precios de venta al público publicados por cada uno de los fabricantes. Además, se ha contactado con ellos para obtener ofertas que puedan abaratar el coste total de la instalación. En el caso de los módulos fotovoltaicos, se ha contactado con la empresa Atersa, la cual nos ofreció un descuento del 8% para la cantidad de módulos requeridos (176). El resto de componentes son del fabricante Victron Energy. Tras la petición de oferta que se le envió a la empresa se consiguió un descuento total del 22%.

En la siguiente tabla se presenta el coste total de la instalación fotovoltaica, indicando los diferentes componentes, su cantidad, precio unitario (indicado en la lista de precios de cada fabricante), precio unitario con el descuento ofrecido; y el importe total asociado.

Componente	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio Unitario con descuento (€)	Importe (€)
Módulo fotovoltaico A-260P GSE	176	317 €	292 €	51.361 €
Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/85	11	730 €	569 €	6.263 €
Batería OPzS Solar 4560	72	1.725 €	1.346 €	96.876 €
Inversor Quattro 48/10000/140-100/100	3	3.977 €	3.102 €	9.306 €
			<b>TOTAL</b>	<b>163.807 €</b>

**Tabla 8.1. Coste de la instalación fotovoltaica**

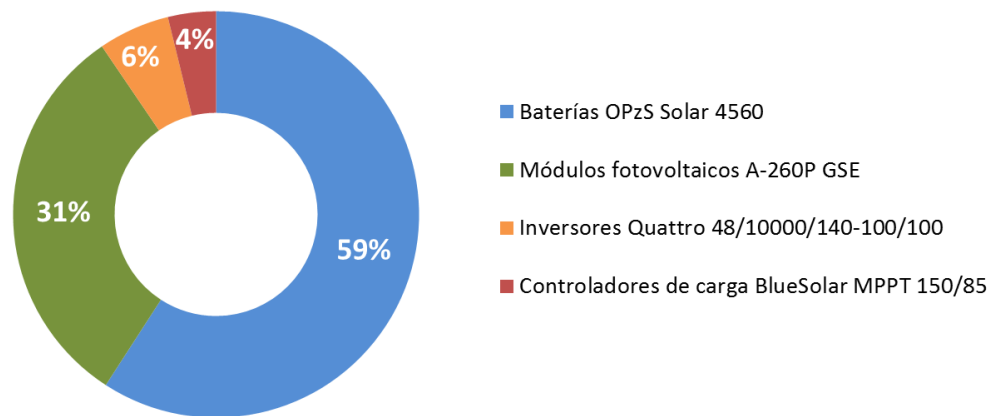
El coste total de la instalación será de 163.807 €, el cual será nuestra inversión inicial. La distribución de esta inversión puede observarse en la *Figura 8.1*.

El sistema de almacenamiento formado por las baterías supone más de la mitad del coste total

de la instalación, constituyendo un 59 % del total. Debido a las exigencias y variabilidad de la demanda, el almacenamiento juega un papel fundamental en el sistema fotovoltaico, necesitando estar dimensionado para almacenar la energía fotovoltaica producida por un lado; y por otro, para satisfacer la demanda en momentos de baja radiación solar y elevada demanda.

El campo fotovoltaico supone un 31 % de la inversión total, seguido por los inversores (6 %) y los reguladores de carga (4 %).

**Distribución del coste total de la instalación fotovoltaica**



**Figura 8.1. Distribución del coste total de la instalación fotovoltaica**

## 8.2. Amortización de la instalación

En este apartado determinaremos el tiempo de amortización de la instalación. Esta evaluación se basa en la inversión inicial realizada en la instalación fotovoltaica calculada en el apartado anterior y en los ahorros anuales de energía que dicha instalación conlleva. La inversión inicial comprende los elementos anteriormente mencionados: módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores de carga e inversores y asciende a 163.807 €. Los ahorros anuales se harán en base a la electricidad de la red convencional no consumida.

Para calcular el periodo de amortización vamos a calcular los flujos de caja de cada año, los cuales serán el coste de energía ahorrada por la instalación fotovoltaica anualmente. Para ello haremos la suposición de que **la energía ahorrada cada año será igual a la energía ahorrada en el año de estudio.**

Para obtener el coste de la energía producida deberemos considerar una tarifa eléctrica. Dada las características de nuestra instalación deberemos elegir la tarifa de alta potencia, la 3.0A, la cual es para potencias superiores a 15 KW. Es una tarifa de discriminación horaria de 3 periodos, denominados “punta”, “valle” y “llano”. El periodo “punta” comprende 4 horas diarias, el “valle” 12 horas diarias y el “llano” las 8 restantes. La franja horaria que comprende cada periodo para verano e invierno es diferente y se indica a continuación:

	Franja horaria	
	Verano	Invierno
Periodo 1 (Punta)	11:00 - 15:00	18:00- 22:00
Periodo 2 (Llano)	15:00 - 24:00, 8:00 - 11:00	22:00 - 24:00, 8:00 - 18:00
Periodo 3 (Valle)	00:00 - 8:00	00:00 - 8:00

**Tabla 8.2. Franja horaria de los periodos de la tarifa 3.0A**

Para cada uno de estos periodos, las comercializadoras ofrecen un término fijo de potencia y un término variable de energía. El término fijo de potencia eléctrica es función de la potencia contratada. De los valores de potencia disponibles, se escogerá un valor de 43,648 KW para alimentación trifásica a 230/400 V, ya que es el tipo de alimentación de las bombas de calor, con una potencia suficiente para la alimentación de las mismas. El término de potencia dependerá de la energía consumida durante un determinado periodo.

Realizaremos el cálculo del coste correspondiente a la electricidad para un año. Para los consumos anuales supondremos los valores de producción fotovoltaica calculados en el Capítulo 6, los cuales eran 28.070 KW·h para refrigeración (verano) y 9.995 KW·h para calefacción (invierno).

Respecto a los precios de cada uno de los periodos, se tomarán los proporcionados por la comercializadora Iberdrola. Estos son los siguientes para la tarifa 3.0A:

	Término Potencia	Término Energía
	€/KW y año	€/KW·h
Periodo 1 (Punta)	42,811231	0,130354
Periodo 2 (Llano)	25,686737	0,104602
Periodo 3 (Valle)	17,124493	0,071359

**Tabla 8.3. Términos de potencia y de energía para la tarifa 3.0A. Fuente: Iberdrola**

Ahora bien, ahorro producido por nuestra instalación dependerá de si la energía (y potencia) se consume en un periodo u otro. Para estimar el porcentaje del consumo anual en cada uno de los periodos determinaremos estas distribuciones para los días de máxima demanda térmica de cada temporada y lo extrapolaremos al total de la temporada, considerando que cada día se sigue esa distribución de consumo.

Para la temporada de verano se escoge el día 10 de Agosto, siendo el consumo total 307 KW·h. De esta cantidad, 75 KW·h fueron consumidos en el periodo 1 (punta), 168 en el periodo 2 (llano) y 64 KW·h en el periodo 3 (valle). Esto nos permite estimar la distribución del consumo para la temporada de verano, la cual aplicaremos al consumo total de la temporada. Para obtener la distribución del consumo en invierno se escoge el día 10 de Diciembre. El consumo para este día sería de 169 KW·h, siendo consumidos 27 KW·h en el periodo 1, 66 en el periodo 2 y 76 en el periodo 3. Así podemos estimar la distribución del consumo para invierno. Los porcentajes resultantes para cada uno de los periodos y temporadas se muestran en la siguiente tabla.



	% Consumo en Verano	% Consumo en Invierno
Periodo 1 (Punta)	24%	16%
Periodo 2 (Llano)	55%	39%
Periodo 3 (Valle)	21%	45%

**Tabla 8.4. Distribución del consumo estimada para verano e invierno**

Para calcular el consumo en cada periodo aplicaremos estos porcentajes a los valores totales de consumo para cada temporada mencionados arriba.

El término de potencia, al ser fijo, se calculará multiplicando la potencia contratada por el precio establecido para cada periodo, siendo el importe total anual la suma de los importes para cada periodo. Una vez sumados los términos de potencia y energía deberemos aplicar el impuesto eléctrico, el cual es del 5,112696 % de la suma de los importes de potencia y energía. Finalmente, a suma de todos estos conceptos se le aplica el IVA, que es el 21%.

Considerando lo expuesto anteriormente y las distribuciones de consumo calculadas anteriormente, se muestran en la siguiente tabla cada uno de los conceptos, términos e importes a considerar para el cálculo del ahorro económico anual.

Concepto	Potencia (KW)	€/KW y año	Importe (€)
Término Potencia (Anual) - Periodo 1 (Punta)	43,648	42,811231	1.868,62
Término Potencia (Anual) - Periodo 2 (Llano)	43,648	25,686737	1.121,17
Término Potencia (Anual) - Periodo 3 (Valle)	43,648	17,124493	747,45
			<b>3.737,25</b>
Concepto	Energía (KW·h)	€/KW·h	Importe (€)
Término Energía (Verano) - Periodo 1 (Punta)	6.847	0,130354	892,50
Término Energía (Verano) - Periodo 2 (Llano)	15.367	0,104602	1.607,45
Término Energía (Verano) - Periodo 3 (Valle)	5.856	0,071359	417,87
			<b>2.917,83</b>
Término Energía (Invierno) - Periodo 1 (Punta)	1.608	0,130354	209,63
Término Energía (Invierno) - Periodo 2 (Llano)	3.890	0,104602	406,90
Término Energía (Invierno) - Periodo 3 (Valle)	4.497	0,071359	320,89
			<b>937,42</b>
Concepto	Porcentaje	Base aplicable	Importe (€)
Impuesto Eléctrico	5,112696%	7.592,50	388,18
IVA	21%	7.980,68	1.675,94
			<b>2.064,12</b>
<b>IMPORTE TOTAL (€)</b>			<b>9.656,63</b>

**Tabla 8.5. Ahorro económico anual**

El importe total anual que ahorra la instalación fotovoltaica es el coste de la electricidad que debería ser suministrada a través de la red convencional y es de 9.656,63 €. Este valor será nuestro flujo de caja anual para la valoración de la amortización de la instalación.

Para analizar el periodo de amortización emplearemos el criterio del Valor Actual Neto (VAN). El VAN es un parámetro que indica la viabilidad económica de un proyecto basándose en la inversión inicial realizada y en la estimación de los flujos de caja que se prevé tener para cada año, actualizando ambos al momento actual. Su expresión se indica a continuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} \quad (8.1)$$

siendo,

- $I_0$  es la inversión inicial
- $F_i$  es el flujo de caja para el año  $i$
- $r$  es la tasa de descuento
- $n$  el número de años

La inversión se amortiza cuando el valor de VAN se hace nulo. Para dicho momento, los flujos de caja anuales habrán compensado la inversión inicial realizada.

Como se ha mencionado anteriormente, el flujo de caja que consideraremos en nuestro caso será el ahorro económico producido por la instalación fotovoltaica, considerando que cada año la producción fotovoltaica y la demanda eléctrica serán las mismas. Sabemos que esto no es exacto, ya que habrá años que la instalación produzca más y el ahorro energético sea mayor y habrá otros en los que la producción sea menor. Aun así esta consideración es suficiente para los propósitos de este capítulo. La inversión inicial será el coste de los elementos de la instalación, la cual sumaba 163.807 €. Para la tasa de descuento utilizaremos  $r=0,02$  (Marcos J.D. et al, 2011).

El número de años que hagan que el VAN se iguale a cero será el tiempo de amortización. Si aplicamos la ecuación anterior para los valores de inversión inicial y flujos de caja obtenemos:

$$\text{Tiempo de amortización} = 21 \text{ años} \quad (8.2)$$

La instalación fotovoltaica se amortizaría en 21 años, considerando la misma producción fotovoltaica para cada año y un precio constante de la electricidad. Hay otros conceptos que aumentarían más aún este tiempo de amortización y que no se han tenido en cuenta en este estudio, como puede ser el cableado, las protecciones eléctricas, la mano de obra y el mantenimiento de la instalación. Un factor que podría reducir este resultado sería un aumento del precio de la electricidad, ya que cuanto más cueste la energía que nos evitamos utilizar con la instalación fotovoltaica mayor será el ahorro producido. Esta tendencia no sería para nada improbable si siguiésemos la tendencia del mercado eléctrico en España de los últimos años.

Otro factor a tener en cuenta es la vida útil de los equipos. En el caso de los módulos, el

fabricante suele garantizar una vida útil de unos 25 años, mientras que en caso de las baterías la vida útil depende de muchas variables, como la temperatura y los procesos de carga y descargas a los que sean sometidas. En cualquier caso, el tiempo de amortización aumentará aún más si el rendimiento de los componentes disminuye o si hay que sustituirlos por otros nuevos.

## Capítulo 9. Conclusiones

### 9.1. Resumen de los resultados

En el presente proyecto se ha llevado a cabo el dimensionado de un sistema fotovoltaico con objeto de producir electricidad que alimente a dos bombas de calor reversibles para aplicaciones de refrigeración y calefacción en un hotel de 84 habitaciones. En el cálculo de la carga y la demanda térmica se analizó la importancia de la carga térmica interna del edificio, la cual es considerable y se ha tenido en cuenta en el cómputo global de cargas térmicas, provocando que los valores de demanda térmica del edificio y, por tanto, de demanda eléctrica de las bombas, sean significativamente inferiores en la temporada de calefacción. La demanda térmica total para el periodo de refrigeración fue de 142.521 KW·h, mientras que para la temporada de calefacción fue de 30.984 KW·h.

Para la elección de la bomba de calor reversible se calculó la carga térmica máxima del edificio, considerando las cargas térmicas de transmisión a través de los cerramientos del edificio, las cargas de ventilación y la carga térmica interna. Los resultados fueron una carga térmica máxima de 78,6 KW para refrigeración y 57,9 KW para calefacción. Para asegurar que las bombas fueran capaces de absorber cualquier aumento en la carga térmica y aumentar la seguridad del sistema, se decidió seleccionar 2 unidades, cada una de 50 KW nominales para el modo de refrigeración y 53 para calefacción, sumando un total de 100 KW nominales para refrigeración y 106 KW para calefacción.

El dimensionado del sistema fotovoltaico se realizó para el día del año con mayor carga y demanda térmica, el cual fue el 10 de Agosto. Dicho día, la carga térmica alcanzó los 79,18 KW y la demanda térmica diaria fue de 1.255 KW·h. Como no se conoce el rendimiento diario exacto de la bomba para este día, se obtuvo la demanda eléctrica de la bomba de calor a través del rendimiento estacional de la bomba, el ESEER. De esta forma, la demanda eléctrica diaria de la bomba fue de 295,27 KW·h.

Para calcular el área óptima de módulos fotovoltaicos determinamos el rendimiento que tendría el sistema fotovoltaico. Partiendo de un rendimiento nominal del módulo seleccionado del 15,95 % se determinó un rendimiento global del sistema del 10,85 %. La energía solar diaria interceptada el 10 de Agosto fue 6,65 KW·h/m<sup>2</sup>. A partir los valores de la demanda eléctrica, energía solar y rendimiento del sistema, se obtuvo un área óptima de módulos para cubrir el 100% de la demanda diaria de 408,93 m<sup>2</sup>, lo que equivale a 281 módulos. Sin

embargo, el área disponible en la cubierta del edificio solo nos permite instalar 176 módulos, con un área efectiva total de 257 m<sup>2</sup>. Con este campo fotovoltaico el aporte solar para el día 10 de Agosto es del 63%.

El sistema fotovoltaico diseñado está formado por un campo fotovoltaico de 176 módulos fotovoltaicos de 260 W pico cada uno; 11 reguladores de carga, conectado cada uno a su entrada a un bloque de 16 módulos; un sistema de almacenamiento compuesto por 72 baterías, cada una de 4.560 A·h a un régimen de descarga de 120 horas, e interconectadas entre sí en 3 ramas en paralelo de 24 baterías en serie; y 3 inversores de 9 KW de potencia nominal de salida y 20 KW de potencia pico cada uno.

Para la simulación de la demanda eléctrica de las bombas de calor y la producción fotovoltaica se han realizado varias consideraciones. Dado que no conocemos a priori ni el rendimiento ni la demanda de electricidad de las bombas para cada día, la demanda eléctrica para la temporada de refrigeración se ha supuesto como la demanda térmica entre el ESEER de la bomba. Para calefacción, al no disponer del rendimiento estacional, se ha calculado como la demanda térmica entre el COP. Por otro lado, aunque sabemos que esto no es así, la temperatura de trabajo del módulo se ha considerado constante a lo largo del año e igual a 48 °C, Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula que proporciona el fabricante del módulo. Esto, sumado a que el resto de componentes del sistema también se han supuesto con un rendimiento constante a lo largo del año, nos da como resultado un rendimiento global del sistema del 10,85%.

La demanda eléctrica total para la temporada de refrigeración fue 33.534 KW·h, mientras que la producción fotovoltaica sólo alcanzó los 28.070 KW·h, siendo el aporte solar total del periodo un 84 %. Por tanto, en esta temporada fueron necesarios 5.464 KW·h aportados de la red eléctrica convencional para conseguir satisfacer toda la demanda.

Para el análisis de la temporada de calefacción hay que tener presente la reducción significativa de la demanda térmica y eléctrica provocada por la carga térmica interna, en la cual se ha hecho hincapié a lo largo del proyecto. Con esto en cuenta, la demanda eléctrica total para el periodo de calefacción fue de 9.995 KW·h, y la producción fotovoltaica de 24.897 KW·h. Esto se traduce en un aporte solar del 100% y una energía excedente de 14.903 KW·h, que es almacenada en las baterías.

Si comparamos estos resultados con los que se obtendrían utilizando únicamente energía de la red eléctrica, obtenemos una reducción de CO<sub>2</sub> emitido a la atmósfera de 11.200 kg en la temporada de refrigeración y 3.988 kg en calefacción, lo que hace una reducción total de 15.188 kg de CO<sub>2</sub> anuales.

El coste de los componentes de la instalación fotovoltaica asciende a 163.807 € incluyendo los descuentos ofertados por los fabricantes. Por otro lado, el ahorro anual en electricidad que supone el uso de la instalación fotovoltaica en lugar de utilizar la red eléctrica convencional es de 9.657 €. Con estos valores se obtiene un tiempo de amortización de la inversión inicial de 21 años.

## 9.2. Conclusiones

La primera conclusión y de mayor importancia que se obtiene de los resultados es el gran efecto que supone tener en cuenta la carga térmica interna del edificio. Como se ha comentado a lo largo del proyecto, la carga interna juega un papel fundamental a la hora de calcular la demanda térmica. Su valor es muy alto debido a la elevada presencia de personas, iluminación y equipos en el edificio. Por tanto, tenerla en cuenta en el cálculo para la demanda térmica del periodo de calefacción, considerándola una ganancia térmica, supone una reducción muy significativa en la demanda térmica en dicho periodo.

Consecuentemente, al estar directamente relacionada la demanda térmica del edificio con la demanda eléctrica de las bombas, los resultados que se obtienen de demanda eléctrica para el periodo de calefacción son mucho menores a los del periodo de refrigeración.

También hay que tener en cuenta que la carga interna se ha calculado para unas consideraciones determinadas. Por ejemplo, si la ocupación del hotel fuera mayor o los factores de simultaneidad de iluminación y equipos llegasen a ser superiores a los considerados, esta carga aumentaría aún más, acentuándose su efecto. Lo contrario sucedería con una tasa de ocupación del hotel o unos factores de simultaneidad inferiores.

Por otro lado, la simulación de la producción fotovoltaica se ha realizado para un rendimiento del sistema constante a lo largo del año. Esto en la realidad no será así debido a que estos rendimientos varían a lo largo del día y de la temporada. En invierno, los módulos fotovoltaicos trabajarán posiblemente a temperaturas menores a los 48 °C considerados, lo que provocará un aumento de rendimiento del campo respecto al que se ha supuesto. Por el contrario, durante el verano los módulos pueden alcanzar temperaturas superiores, por lo que su rendimiento será menor. De igual manera, los rendimientos de los controladores de carga, baterías e inversores fluctuarán durante el día y de un día para otro, influenciados principalmente por el nivel de carga al que se ven sometidos. En definitiva, todo esto podrá conllevar a variaciones en la producción fotovoltaica respecto a las que se han obtenido en este proyecto.

Respecto al dimensionamiento del campo fotovoltaico hemos visto que el área disponible en el edificio no permite instalar todos los módulos que serían necesarios para satisfacer el 100% de la demanda en el día de las condiciones más duras de funcionamiento. Además, el área disponible se ha obtenido considerando una cubierta despejada, lo que no sucede en la mayoría de edificios construidos en la actualidad, por lo que el área disponible real de un edificio de estas características será probablemente menor.

De esta forma, es muy posible que el número de módulos que se podrían instalar en un edificio real sea menor y, consecuentemente, la producción fotovoltaica también disminuiría. Se podrían buscar soluciones instalando módulos en las fachadas de los edificios, pero habría que analizar esta opción ya que no todos los edificios ni todas las fachadas disponen de la orientación adecuada. En general, los edificios existentes no están diseñados para la integración de sistemas fotovoltaicos para aplicaciones térmicas.

También hay que mencionar que el tiempo de amortización de 21 años que se ha obtenido ha sido en base al coste total de los componentes principales: módulos fotovoltaicos, controladores de carga, baterías e inversores. No se han incluido en el estudio otros componentes como el cableado, protecciones o mano de obra, los cuales aumentarían la inversión inicial y el tiempo de amortización. Por otro lado, para intentar reducir este periodo de amortización podrían solicitarse ayudas o subvenciones para el fomento de instalaciones fotovoltaicas, pero la existencia de estas ayudas dependen de la comunidad autónoma en la que nos encontremos y de las políticas que establezcan los gobiernos.

Por último, hemos comprobado que para instalaciones de este tipo, el almacenamiento supone la mayor parte del presupuesto, superando incluso al campo de módulos fotovoltaicos. En instalaciones más pequeñas o para uso doméstico normalmente este puesto lo suele ocupar el campo de módulos o el inversor, dependiendo de la instalación. A medida que la tecnología avance y los costes de producción de los componentes se reduzcan, las instalaciones fotovoltaicas se convertirán en inversiones más rentables. Para ello, será de vital importancia el apoyo a esta tecnología y continuar y fomentar las labores de investigación que se llevan a cabo en todo el mundo.

## Bibliografía

- AENOR [Asociación Española de Normalización y Certificación]. *Norma UNE 100001. Climatización. Condiciones climáticas para proyectos*. 2001.
- AENOR [Asociación Española de Normalización y Certificación]. *Norma UNE 100014. Climatización. Bases para el proyecto. Condiciones exteriores de cálculo*. 2004.
- Alonso, M. *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. 2005.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*. 2014.
- EPIA [European Photovoltaic Industry Association]. *Solar Generation 6*. 2011.
- España, A. *Demanda de calefacción en régimen permanente y dinámico: Especificación de la bomba de calor*. Trabajo Fin de Grado, Universidad Carlos III de Madrid, 2014.
- Fernández, J. M. *Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica (Adaptada al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE)*. 2008.
- Goetzberger, A., Hoffmann, V.U. *Photovoltaic solar energy generation*. 2005.
- IDAE [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía]. *Factores de Emisión de CO<sub>2</sub> y Coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España*. 2014.
- IDAE [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía]. *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red (PCT-A)*. 2009.
- IDAE [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía]. *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C)*. 2011.
- IDAE [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía]. *Plan de Energías renovables 2011-2020*. 2011.
- Izquierdo, M. *Apuntes de la asignatura: Calor y frío industrial*. Universidad Carlos III de Madrid, 2014.
- Izquierdo, M. *Apuntes de la asignatura: Energías renovables*. Universidad Carlos III de Madrid, 2013.



Izquierdo, M. *Apuntes de la asignatura: Instalaciones térmicas*. Universidad Carlos III de Madrid, 2011.

Izquierdo, M., Agustín, P. de, Martín, E. *A micro photovoltaic-heat pump system for house heating by radiant floor: some experimental results*. Energy Procedia, 2014, n. 48, 865–875.

Marcos, J.D., Izquierdo, M., Parra, D. *Solar space heating and cooling for Spanish housing: Potential energy savings and emissions reduction*. Solar Energy, 2011, n. 85, 2622–2641.

Ministerio de Fomento, España. *Catálogo de Elementos Constructivos del Código Técnico de la Edificación (CAT-EC)*. 2010.

Ministerio de Fomento, España. *Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE de Ahorro de Energía*. 2013.

Ministerio de Fomento, España. *Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HS de Salubridad*. 2009.

Ministerio de Fomento, España. *Código Técnico de la Edificación. Documento de Apoyo al DB-HE/1. Cálculo de parámetros característicos de la envolvente*. 2013.

Ministerio de Fomento, España. *Norma Básica de la Edificación "NBE-CT-79". Condiciones Térmicas de los Edificios*. 1979.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo, España. *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)*. 2013.

Montoya, C. *Consideraciones sobre el sistema de balance neto*. IDAE [Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía], 2011.

Pareja, M. *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. 2009

Saheb, Y., Becirspahic, S., Simon, J. *Effect of the certification on chillers energy efficiency*. 2006.

### **Referencias de páginas web (última consulta: 20 de Junio de 2015)**

Archi Expo: <http://www.archiexpo.es/>

Atersa: <http://www.atersa.com/>

Below Zero HVAC: <http://belowzerohvac.ca/>

Carrier: <http://www.carrier.es/>

Deceuninck: <http://www.deceuninck.es/>

Delta Volt: <http://deltavolt.pe/>

Emerson Climate: <http://www.emersonclimate.com/>

Exide Technologies: <http://www.exide.com/es/es>

Escuela Politécnica Superior de Zamora, Área de Máquinas y Motores Térmicos:  
<http://dim.usal.es/eps/mmt/?>

Ingemecánica: <http://ingemecanica.com/>

Meca Solar: <http://mecasolar.com/>

NREL (National Renewable Energy Laboratory): <http://www.nrel.gov/>

Observatorio Crítico de la Energía: <http://observatoriocriticodelaenergia.org/>

Physics of the Universe: <http://www.physicsoftheuniverse.com/>

Red Eléctrica de España: <http://www.ree.es/es/>

Refrigerant HQ: <http://refrigeranthq.com/>

Sanhua: <https://www.sanhuaeurope.com/es/es>

Silicon Solar: <http://www.siliconsolar.com/>

Steca Elektronik: <http://www.steca.com/>

VänEE: <http://www.vanee.ca/>

Victron Energy: <http://www.victronenergy.com.es/>

## Anexos

### *Anexo 1. Programación para el cálculo de la demanda térmica*

- **Temporada de Refrigeración**

%DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE - TEMPORADA DE REFRIGERACIÓN

%Función para obtener la demanda térmica diaria y total de la  
%temporada de refrigeración. También se obtiene la temperatura  
%media, máxima y mínima de cada día.

function

[t\_med\_dia,t\_min\_dia,t\_max\_dia,demdiaria,demperiodo]=demdiaria\_ref(M)

%0. DATOS INTRODUCIDOS

textmes=M(:,1);            %Valores de temperatura exterior de la temporada  
tint=24;                    %Temperatura interior del edificio  
n\_dias=length(textmes)/144; %Número de días de la temporada

%1. COEFICIENTES DE TRANSMISIÓN Y ÁREAS DE CERRAMIENTOS

U\_fachada=0.26;  
A\_fachada=1905.5;

U\_vidrio=2.5;  
A\_vidrio=162.4;

U\_marco=1.8;  
A\_marco=69.6;

U\_suelo=0.185;  
A\_suelo=675;

U\_techo=0.28;  
A\_techo=675;

%2. VALORES DEL AIRE DE RENOVACIÓN

V\_int=2.069; %Caudal de ventilación total, en m3/s  
ro\_aire=1.2;  
cp\_aire=1007;

%3. DEFINICIÓN DE VECTORES DE TEMPERATURAS Y DEMANDA DIARIA

t\_med\_dia=zeros(n\_dias,1);  
t\_min\_dia=zeros(n\_dias,1);  
t\_max\_dia=zeros(n\_dias,1);  
demdiaria=zeros(n\_dias,1);

%4. CÁLCULO DE LA DEMANDA TÉRMICA DIARIA

```
for i=1:n_dias;

    princ=(i-1)*144+1; %Primer valor de temperaturas del día "i"
    final=princ+143;   %Último valor de temperaturas del día "i"

    text=M(princ:final,1); %Valores de temp. exterior del día "i"

    t_med_dia(i)=mean(text); %Temperatura Media del día "i"
    t_min_dia(i)=min(text);  %Temperatura Mínima del día "i"
    t_max_dia(i)=max(text);  %Temperatura Máxima del día "i"

    Q_permanente=zeros(144,1);

    for j=1:144;

        %4.1. CARGA TÉRMICA DE TRANSMISIÓN

        Q_fachada=U_fachada*A_fachada*(text(j)-tint);
        Q_vidrio=U_vidrio*A_vidrio*(text(j)-tint);
        Q_marco=U_marco*A_marco*(text(j)-tint);
        Q_suelo=U_suelo*A_suelo*(text(j)-tint);
        Q_techo=U_techo*A_techo*(text(j)-tint);

        %Carga Térmica de Transmisión Total

        Q_transmision=Q_fachada+Q_vidrio+Q_marco+Q_suelo+Q_techo;

        %4.2. CARGA TÉRMICA DE VENTILACIÓN (SÓLO SENSIBLE)

        Q_renov=V_int*ro_aire*cp_aire*(text(j)-tint);

        Q_renov_ERV=0.4*Q_renov; %Renov. con recuperación de energía
        Q_infilt=0.25*Q_renov_ERV;

        Q_ventilacion=Q_renov_ERV+Q_infilt;

        %CONDICIÓN PARA text<tint

        if text(j)<tint

            Q_transmision=0; %Si text es menor que tint(24°C),
                            %la carga de transmisión se considera 0.

            Q_ventilacion=0; %Si text es menor que tint(24°C),
                            %la carga de ventilación se considera 0.

        end

        %4.3. CARGA TÉRMICA INTERNA

        Q_ocup=13156; %Carga de ocupación (personas), en W
        Q_ilum=7905;  %Carga de iluminación, en W
        Q_equip=10490; %Carga de equipos, en W

        Q_interna=Q_ocup+Q_ilum+Q_equip; %En Refrigeración es una
        %pérdida(hay que extraer ese calor), por eso suma abajo.
```

#### %4.4 CARGA TÉRMICA TOTAL PERMANENTE

```
Q_permanente(j)=Q_transmision+Q_ventilacion+Q_interna;
```

```
if Q_permanente(j)<0
```

```
    Q_permanente(j)=0; %Si la carga térmica es negativa  
    %la consideramos cero.
```

```
end
```

```
end
```

#### %4.5. DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE DIARIA

```
demdiaria(i)=sum(Q_permanente)*(600/3600000);  
%Demanda térmica permanente diaria calculada como la suma de las  
%cargas cada 10 min (600/3600000 para pasar de W·10 min a KW·h)
```

```
end
```

#### %5. DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE TOTAL DE LA TEMPORADA

```
demperiodo=sum(demdiaria); %Demanda térmica total del periodo en KW·h
```

- **Temporada de Calefacción**

#### %DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE - TEMPORADA DE CALEFACCIÓN

%Función para obtener la demanda térmica diaria y total de la  
%temporada de calefacción. También se obtiene la temperatura  
%media, máxima y mínima de cada día.

```
function
```

```
[t_med_dia,t_min_dia,t_max_dia,demdiaria,demperiodo]=demdiaria_cal(M)
```

#### %0. DATOS INTRODUCIDOS

```
textmes=M(:,1);          %Valores de temperatura exterior de la temporada  
tint=22;                  %Temperatura interior del edificio  
n_dias=length(textmes)/144; %Número de días de la temporada
```

#### %1. COEFICIENTES DE TRANSMISIÓN Y ÁREAS DE CERRAMIENTOS

```
U_fachada=0.26;  
A_fachada=1905.5;
```

```
U_vidrio=2.5;  
A_vidrio=162.4;
```

```
U_marco=1.8;  
A_marco=69.6;
```

```
U_suelo=0.185;  
A_suelo=675;
```

```
U_techo=0.28;  
A_techo=675;
```

## %2. VALORES DEL AIRE DE RENOVACIÓN

```
V_int=2.069; %Caudal de ventilación total, en m3/s
ro_aire=1.2;
cp_aire=1007;
```

## %3. DEFINICIÓN DE VECTORES DE TEMPERATURAS Y DEMANDA DIARIA

```
t_med_dia=zeros(n_dias,1);
t_min_dia=zeros(n_dias,1);
t_max_dia=zeros(n_dias,1);
demdiaria=zeros(n_dias,1);
```

## %4. CÁLCULO DE LA DEMANDA TÉRMICA DIARIA

```
for i=1:n_dias;

    princ=(i-1)*144+1; %Primer valor de temperaturas del día "i"
    final=princ+143;   %Último valor de temperaturas del día "i"

    text=M(princ:final,1); %Valores de temp. exterior del día "i"

    t_med_dia(i)=mean(text); %Temperatura Media del día "i"
    t_min_dia(i)=min(text);  %Temperatura Mínima del día "i"
    t_max_dia(i)=max(text);  %Temperatura Máxima del día "i"

    Q_permanente=zeros(144,1);

    for j=1:144;

        %4.1. CARGA TÉRMICA DE TRANSMISIÓN

        Q_fachada=U_fachada*A_fachada*(tint-text(j));

        Q_vidrio=U_vidrio*A_vidrio*(tint-text(j));

        Q_marco=U_marco*A_marco*(tint-text(j));

        Q_suelo=U_suelo*A_suelo*(tint-text(j));

        Q_techo=U_techo*A_techo*(tint-text(j));

        %Carga Térmica de Transmisión Total

        Q_transmision=Q_fachada+Q_vidrio+Q_marco+Q_suelo+Q_techo;

        %4.2. CARGA TÉRMICA DE VENTILACIÓN (SÓLO SENSIBLE)

        Q_renov=V_int*ro_aire*cp_aire*(tint-text(j));

        Q_renov_ERV=0.4*Q_renov; %Renov. con recuperación de energía
        Q_infilt=0.25*Q_renov_ERV;

        Q_ventilacion=Q_renov_ERV+Q_infilt;

        %CONDICIÓN PARA text>tint

        if text(j)>tint

            Q_transmision=0; %Si text es mayor que tint(21)°C,
            %la carga de transmisión se considera 0.

        end

    end

end
```

```
Q_ventilacion=0; %Si text es mayor que tint(21)°C,
%la carga de ventilación se considera 0.

end

%4.3. CARGA TÉRMICA INTERNA

Q_ocup=13156; %Carga de ocupación (personas), en W
Q_ilum=7905; %Carga de iluminación, en W
Q_equip=10490; %Carga de equipos, en W

Q_interna=Q_ocup+Q_ilum+Q_equip; %En Calefacción es una
%ganancia (aporta calor al local), por eso resta abajo.

%4.4 CARGA TÉRMICA TOTAL PERMANENTE

Q_permanente(j)=Q_transmision+Q_ventilacion-Q_interna;

if Q_permanente(j)<0

    Q_permanente(j)=0; %Si la carga térmica es negativa
    %la consideramos cero.

end

end

%4.5. DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE DIARIA

demdiaria(i)=sum(Q_permanente)*(600/3600000);
%Demanda térmica permanente diaria calculada como la suma de las
%cargas cada 10 min (600/3600000 para pasar de W·10 min a KW·h)

end

%5. DEMANDA TÉRMICA PERMANENTE TOTAL DE LA TEMPORADA

demperiodo=sum(demdiaria); %Demanda térmica total del periodo en KW·h
```

## **Anexo 2. Programación para la simulación de la producción fotovoltaica**

```
%SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

%Calcula la producción del sistema fotovoltaico para cada día
%de la temporada introduciendo una matriz M radiación

function
[eta_mod,eta_campo,eta_sist,ener_dia_m2,ener_dia,ener_temp]=prodFV(M)

rad_temporada=M(:,1);           %Valores de radiación solar (30°)
n_dias=length(rad_temporada)/144; %Número de días del periodo

%1. NÚMERO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y ÁREA EFECTIVA DEL CAMPO

n_mod=176;                      %Número de módulos del campo FV
A_ef_mod=1.46016;               %Área efectiva de 1 módulo (m2/módulo)
A_ef_campo=n_mod*A_ef_mod;      %Área efectiva total del campo FV

%2. TEMPERATURA MEDIA DE TRABAJO DEL MÓDULO

t_mod=48; %Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (NOCT).

%3. RENDIMIENTOS DE LOS COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

eta_mod_nom=0.1595; %Rendimiento nominal del módulo

eta_reg=0.975; %Rendimiento del regulador de carga MPPT

eta_bat=0.90; %Rendimiento de las baterías

eta_inv=0.96; %Rendimiento del inversor

p_cable=0.03; %Pérdidas en el cableado

%4. PÉRDIDAS EN EL MÓDULO (Temperatura, Tolerancia, Otras,
Conexionado)

p_temp=0.0038*(t_mod-25)*eta_mod_nom; %Pérdida por efecto de la
temperatura de 0.38%/K del rendimiento nominal (por cada grado
superior a 25°C)

p_tol=0.03*eta_mod_nom; %Pérdidas por tolerancia de potencia en el
PMP. +-3% del Rend. nominal

p_otras=0.02*eta_mod_nom; %Otras pérdidas en el módulo (suciedad,
envejecimiento, posible sombreado, espectrales, etc.) Estimadas como
el 2% del Rend. nominal

p_conex=0.03*eta_mod_nom; %Pérdidas por conexionado entre módulos.
Estimadas como el 3% del Rend. nominal
```



%5. RENDIMIENTO GLOBAL DEL SISTEMA

```
eta_mod=eta_mod_nom-p_temp-p_tol-p_otras; %Rendimiento del módulo
incluyendo las pérdidas

eta_campo=eta_mod-p_conex; %Rendimiento del campo de módulos,
incluyendo las pérdidas por conexionado

eta_sist=eta_campo*eta_reg*eta_bat*eta_inv*(1-p_cable); %Rendimiento
total del sistema
```

%6. DEFINICIÓN VECTORES DE ENERGÍA PRODUCIDA

```
ener_dia=zeros(n_dias,1);
ener_dia_m2=zeros(n_dias,1);
```

%7. PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

```
for i=1:n_dias;

    princ=(i-1)*144+1; %Primer valor de radiación del día "i"
    final=princ+143; %Último valor de radiación del día "i"

    rad=M(princ:final,1); %Valores de radiación solar del día "i"

    pot_FV_m2=zeros(144,1); %Potencia FV (W/m2) para 144 valores
    pot_FV=zeros(144,1); %Potencia FV (W) para 144 valores

    for k=1:144;

        pot_FV_m2(k)=rad(k)*eta_sist; %Potencia final FV en W/m2
        pot_FV(k)=pot_FV_m2(k)*A_ef_campo; %Potencia final FV en W

    end

end
```

%8. ENERGÍA DIARIA FINAL PRODUCIDA (A LA SALIDA DEL INVERSOR)

```
ener_dia(i)=sum(pot_FV)*(600/3600000); %Energía diaria
%producida (KW·h), calculada como la suma de las potencias
%cada 10 min(600/3600000 para pasar de W·10 min a KW.h)

end
```

%9. ENERGÍA TOTAL PRODUCIDA EN LA TEMPORADA

```
ener_temp=sum(ener_dia); %Energía total producida en la temporada
%(KW·h), calculada como la suma de
%energías de cada día
```

### Anexo 3. Especificaciones técnicas de la bomba de calor reversible

- Datos físicos, modelo 30RQSY-050 de Carrier

30RQSY		039	045	050	060	070	078	080	090	100	120	140	160
Aplicaciones de aire acondicionado según la norma EN14511-3: 2011*													
Condición 1													
Capacidad frigorífica nominal	kW	37	43	50	58	63	73	78	86	96	113	130	147
EER	kW/kW	3,04	2,91	2,81	2,92	2,81	2,64	2,81	2,83	2,83	2,83	2,86	2,65
Clase Eurovent, refrigeración	A	A	A	A	A	A	B	A	A	A	A	A	B
ESEER	kW/kW	4,36	4,36	4,25	4,25	4,09	3,95	3,78	4,11	4,21	4,46	4,72	4,57
Condición 2													
Capacidad frigorífica nominal	kW	47	54	63	70	78	91	97	108	118	143	160	184
EER	kW/kW	3,49	3,39	3,26	3,27	3,20	3,03	3,21	3,28	3,25	3,24	3,26	2,98
Aplicaciones de aire acondicionado**													
Condición 1													
Capacidad frigorífica nominal	kW	37	44	50	58	63	73	78	86	96	114	130	148
EER	kW/kW	3,12	2,99	2,88	2,99	2,90	2,71	2,87	2,89	2,90	2,90	2,93	2,71
ESEER	kW/kW	3,34	3,47	3,42	3,30	3,33	3,35	3,22	3,15	3,34	3,58	3,48	3,49
Condición 2													
Capacidad frigorífica nominal	kW	47	55	64	71	78	92	98	109	119	144	162	185
EER	kW/kW	3,62	3,52	3,38	3,38	3,32	3,13	3,30	3,38	3,35	3,35	3,37	3,08
Aplicaciones de calefacción según la norma EN14511-3: 2011*													
Condición 1													
Capacidad calorífica nominal	kW	42	47	53	62	70	78	80	93	101	117	139	159
COP	kW/kW	3,25	3,21	3,10	3,25	3,25	3,08	3,16	3,16	3,12	3,14	3,22	3,05
Clase Eurovent, calefacción	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Condición 2													
Capacidad calorífica nominal	kW	43	47	55	63	72	80	83	95	103	121	142	163
COP	kW/kW	3,96	3,95	3,85	4,06	4,00	3,75	3,83	3,92	3,84	3,85	3,96	3,70
Aplicaciones de calefacción**													
Condición 1													
Capacidad calorífica nominal	kW	42	46	53	61	70	77	79	92	100	116	138	158
COP	kW/kW	3,30	3,26	3,15	3,30	3,30	3,12	3,19	3,20	3,16	3,18	3,26	3,09
Condición 2													
Capacidad calorífica nominal	kW	42	47	54	63	71	80	82	94	102	120	141	162
COP	kW/kW	4,05	4,03	3,93	4,15	4,09	3,82	3,89	3,99	3,90	3,92	4,04	3,76
Peso en funcionamiento***													
Unidad estándar (sin módulo hidráulico)	kg	521	528	559	573	573	580	762	930	939	994	1090	1107
Unidad estándar (con módulo hidráulico)													
Alta presión, bomba individual	kg	551	558	588	602	603	610	792	961	971	1030	1129	1146
Alta presión, bomba doble	kg	577	584	614	628	629	636	818	1006	1016	1078	1166	1183
Niveles sonoros													
Nivel de potencia sonora 10 <sup>-12</sup> W****	dB(A)	87	88	88	90	90	90	90	90	91	91	93	93
Nivel de presión sonora a 10 m†	dB(A)	56	56	56	58	59	59	59	59	59	59	61	61
Dimensiones													
		Cuando se dan dos valores, el primer valor es para unidades estándar y el segundo para unidades con opción 23B											
Longitud	mm	2109		2142/2307				2273					
Profundidad x altura	mm	1132/1297 x 1371 2122 x 1371											
Compresores													
		Scroll hermético, 48,3 r/s											
Circuito A/B		2/-	2/-	2/-	2/-	2/-	2/-	2/-	3/-	3/-	3/-	2/2	2/2
Número de etapas de capacidad		2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4
Refrigerante***													
		R-410A											
Circuito A/B	kg	12,5/-	13,5/-	16,5/-	17,5/-	18,0/-	16,5/-	21,5/-	27,5/-	28,5/-	33/-	19/19	18,5/18,5
Tipo de control													
		Pro-Dialog +											
Capacidad mínima	%	50	50	50	50	50	50	50	33	33	33	25	25
Intercambiador de calor de aire													
		Tubos de cobre acanalados y aletas de aluminio											
Ventiladores													
		Flying Bird IV axial con anillo exterior											
Cantidad		1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Caudal de aire total	l/s	3500	3500	3500	4600	4600	4600	7000	7000	7000	7000	9200	9200
Velocidad	r/s	16	16	16	18	18	18	16	16	16	16	18	18
Intercambiador de calor de agua													
		Intercambiador de calor de placas de expansión directa, soldado, presión de funcionamiento máxima del lado del agua 1000 kPa, sin módulo hidráulico											
Volumen de agua	l	2,6	3,0	4,0	4,8	4,8	5,6	8,7	8,7	9,9	11,3	12,4	14,7
Módulo hidráulico (opción)													
		Presión de funcionamiento máxima del lado del agua 400 kPa											
		Bomba, filtro de pantalla Victaulic, válvula de seguridad, depósito de dilatación, válvulas de purgo agua + aire, manómetros											
Volumen del depósito de dilatación	l	12	12	12	12	12	12	35	35	35	35	35	35
Presión del depósito de dilatación††	bar	1	1	1	1	1	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Conexiones de agua sin/con módulo hidráulico													
		Victaulic, diámetro 2", diámetro exterior de tubo 60,3 mm											
Color de la pintura del chasis													
		Código del color: RAL7035											

\* Rendimientos certificado por Eurovent según la norma EN14511-3: 2011.

Condición 1: Modo refrigeración: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 12°C/7°C, temperatura del aire exterior 35°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m² K/W

Condición 2: Modo refrigeración: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 23°C/18°C, temperatura del aire exterior 35°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m² K/W

Condición 1: Modo calefacción: temperatura del agua de entrada/salida del intercambiador de calor de agua 40°C/45°C, temperatura del aire exterior 7°C bs/6°C bh, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m² K/W

Condición 2: Modo calefacción: temperatura del agua de entrada/salida del intercambiador de calor de agua 30°C/35°C, temperatura del aire exterior 7°C bs/6°C bh, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m² K/W

\*\*\* El peso indicado es aproximado. Para averiguar la carga de refrigerante de la unidad, véase la placa de características de la misma.

\*\*\*\* De acuerdo con la ISO 9614-1 y certificado por Eurovent. Los datos no son vinculantes por contrato y sólo se consideran a efectos de información. Los valores son aproximados.

† Sólo a efectos de información, calculado a partir de los niveles de potencia sonora Lw(A).

†† A la entrega de la unidad, el preinflado estándar del depósito mantiene la membrana metalizada en la parte superior del depósito. Para cambiar el volumen de agua, debe cambiar la presión de inflado a un valor que esté próximo a la altura piezométrica del sistema.

## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

### • **Datos eléctricos, modelo 30RQSY-050 de Carrier**

30RQSY (unidad sin módulo hidrónico)		039	045	050	060	070	078	080	090	100	120	140	160
Circuito de alimentación													
Alimentación nominal	V-f-Hz	400-3-50											
Intervalo de tensión	V	360-440											
Alimentación del circuito de control		24 V, mediante transformador interno											
Corriente máxima de arranque (Un)*													
Unidad estándar	A	116,4	137,4	145,4	148,4	176,4	213,4	218,8	178,8	212,8	252,8	243,8	286,8
Con arrancador electrónico opcional	A	74,7	86,5	93,8	96,2	114,4	143,3	148,8	-	-	-	-	-
Factor de potencia de la unidad con la capacidad máxima**		0,83	0,81	0,81	0,83	0,81	0,83	0,83	0,83	0,81	0,79	0,81	0,78
Consumo máximo de la unidad**	kW	21,2	24,0	26,2	29,6	31,8	36,4	39	45,7	49,0	55,9	63,6	72,8
Intensidad nominal de la unidad***	A	28,2	31,6	35,6	38,6	42,8	53,2	58,6	60,6	66,9	82,5	85,6	106,4
Intensidad máxima de la unidad (Un)****	A	37,4	47,4	49,4	55,4	67,4	73,4	78,8	85,8	103,8	112,8	134,8	146,8
Intensidad máxima de la unidad (Un-10%)†	A	40,6	51,8	54,0	61,0	75,2	80	85,4	94,2	115,5	122,7	150,4	160,0
Reserva de potencia de la unidad por parte del usuario		Reserva por parte del usuario en el circuito de control de 24 V											
Estabilidad y protección ante cortocircuitos		Véase la tabla 'Corriente de estabilidad de cortocircuito' a continuación											

\* Corriente máxima instantánea de arranque en los valores de los límites de funcionamiento (corriente operativa máxima de los compresores más pequeños + corriente del ventilador + corriente del rotor inmóvil del compresor más grande).

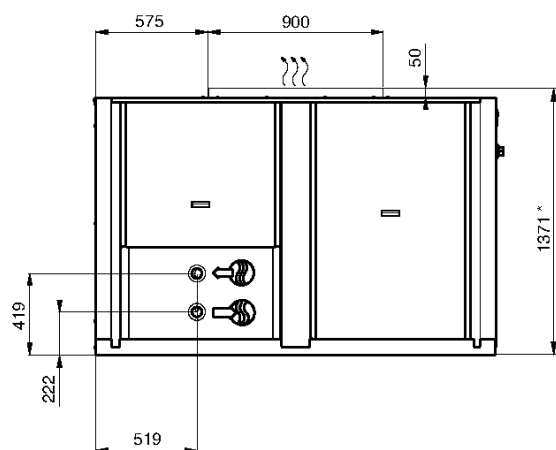
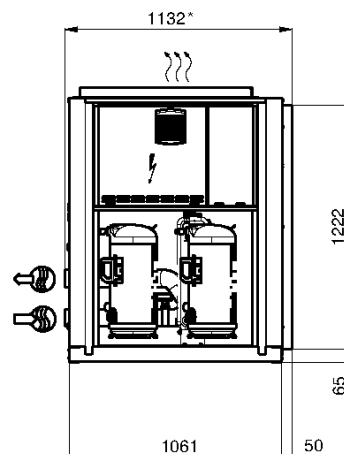
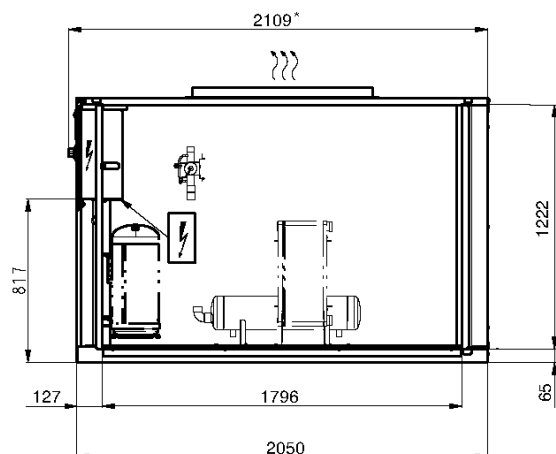
\*\* Consumo de energía, compresores y ventiladores, en los límites de funcionamiento de la unidad (temperatura de aspiración saturada: 10°C; temperatura de condensación saturada: 65°C) y una tensión nominal de 400 V (datos indicados en la placa de características de la unidad).

\*\*\* Condiciones normalizadas Eurovent: temperatura del agua de entrada/salida del intercambiador de calor de agua: 12°C/7°C; temperatura del aire exterior: 35°C.

\*\*\*\* Intensidad máxima de funcionamiento de la unidad a la potencia máxima de entrada y 400 V (valores que aparecen en la placa de identificación de la unidad).

† Intensidad máxima de funcionamiento de la unidad a la potencia máxima de entrada y 360 V.

• **Dimensiones y áreas de servicio, modelo 30RQSY-050 de Carrier**



**Leyenda:**

Todas las dimensiones en mm



Caja de control



Entrada de agua



Salida de agua

①

Área de servicio para entrada de aire

②

Área de servicio para mantenimiento

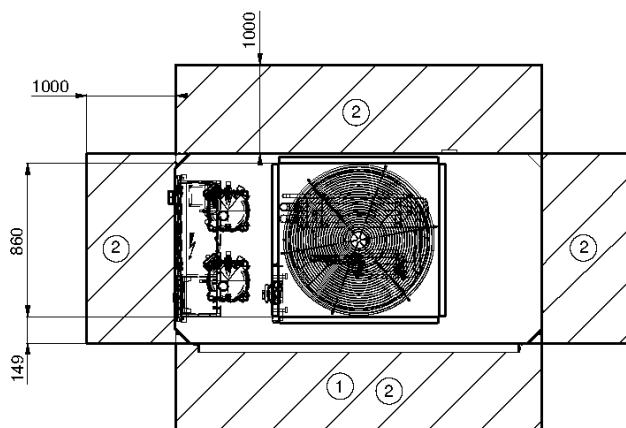


Salida de aire, no obstruirla



Entrada del cable de alimentación

\* Dimensiones exteriores



## Anexo 4. Especificaciones técnicas de los componentes del sistema fotovoltaico

- **Módulo fotovoltaico, modelo A-260P GSE, de Atersa**

Módulos fotovoltaicos para el futuro



### A-xxxP GSE (xxx = potencia nominal)

#### Características eléctricas

Potencia Máxima (P <sub>max</sub> )	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión Máxima Potencia (V <sub>mp</sub> )	29.49 V	29.72 V	29.95 V	30.23	30.58 V	30.90 V	31.23 V
Corriente Máxima Potencia (I <sub>mp</sub> )	7.81 A	7.91 A	8.02 A	8.11	8.18 A	8.26 A	8.34 A
Tensión de Circuito Abierto (V <sub>oc</sub> )	36.58 V	36.76 V	37.03 V	37.28	37.61 V	37.85 V	38.12 V
Corriente en Cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8.36 A	8.45 A	8.54 A	8.64	8.71 A	8.82 A	8.91 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.11	14.42	14.73	15.03	15.34	15.65	15.95
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5						
Máxima Serie de Fusibles (A)	15						
Máxima Tensión del Sistema	DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)						
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)	46±2						

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m<sup>2</sup>, espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C. Tolerancias medida STC: ±3% (P<sub>mp</sub>); ±10% (I<sub>sc</sub>, V<sub>oc</sub>, I<sub>mp</sub>, V<sub>mp</sub>).

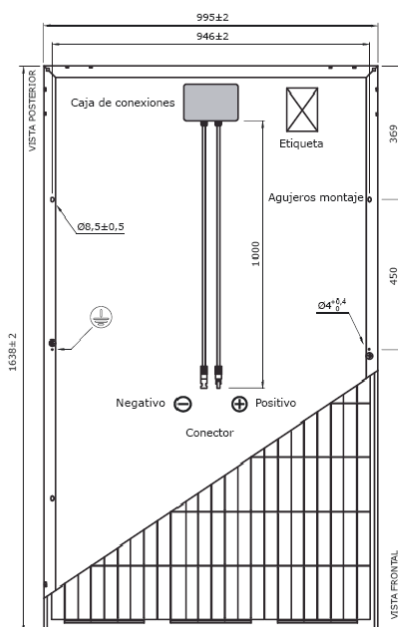
#### Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1638x995x40 mm.
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

#### Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Policristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1000 mm./4 mm <sup>2</sup> /Compatible MC4

#### Vista genérica construcción módulo



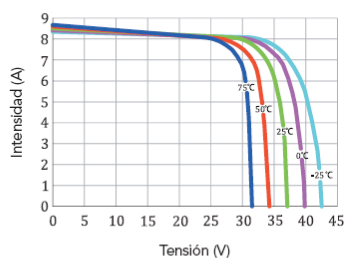
#### Características de temperatura

Coef. Temp. de I <sub>sc</sub> (TK I <sub>sc</sub> )	0.07% /°C
Coef. Temp. de V <sub>oc</sub> (TK V <sub>oc</sub> )	-0.30% /°C
Coef. Temp. de P <sub>max</sub> (TK P <sub>max</sub> )	-0.38% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

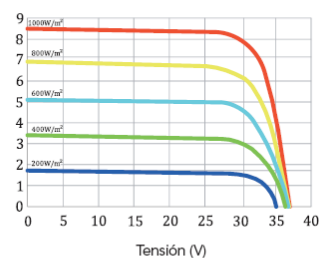
#### Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40'	28 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

#### Temperatura Varía (A-240P GSE)



#### Irradiación Varía (A-240P GSE)



## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

- **Batería OPzS Solar 4560, de Victron Energy**



### Baterías solares OPzS

[www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)



OPzS Solar batteries 910

#### Baterías de placa tubular inundada de larga duración

Vida útil: >20 años a 20°C, > 10 años a 30°C, >5 años a 40°C.  
Cantidad de ciclos posibles: más de 1.500 ciclos al 80 % de descarga.  
Fabricada según las normas DIN 40736, EN 60896 y IEC 61427.

#### Mantenimiento reducido

En condiciones normales de funcionamiento, se deberá añadir agua destilada cada 2 – 3 años a 20°C.

#### Baterías de carga en seco o de electrolitos listos para usar

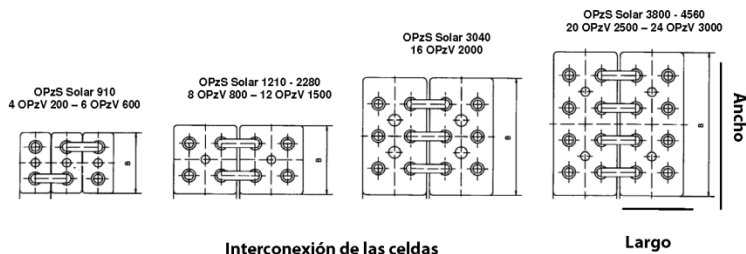
Las baterías están disponibles rellenas de electrolito o cargadas en seco (para almacenamiento prolongado, transporte en contenedor o transporte aéreo). Las baterías cargadas en seco deben rellenarse con ácido sulfúrico diluido (densidad 1,24kg/l @ 20°C).

Las de electrolito pueden ser más resistentes en climas fríos y más frágiles en climas calientes.

#### Aprenda más sobre baterías y cargas

Para saber más sobre baterías y carga de baterías, le rogamos consulte nuestro libro "Energy Unlimited" (disponible gratuitamente en Victron Energy y descargable desde [www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)).

Tipo OPzS	OPzS Solar 910	OPzS Solar 1210	OPzS Solar 1520	OPzS Solar 1830	OPzS Solar 2280	OPzS Solar 3040	OPzS Solar 3800	OPzS Solar 4560
Capacidad nominal (120 hr / 20°C)	910 Ah	1210 Ah	1520 Ah	1830 Ah	2280 Ah	3040 Ah	3800 Ah	4560 Ah
Capacidad (10 hr / 20°C)	640 Ah	853 Ah	1065 Ah	1278 Ah	1613 Ah	2143 Ah	2675 Ah	3208 Ah
Capacidad 2 / 5 / 10 horas (% de capacidad de 10 hr.)	60 / 85 / 100 / 120 / 150 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacidad 20 / 24 / 48 / 72 horas (% de capacidad de 120 hr.)	77 / 80 / 89 / 95 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Capacity 100 / 120 / 240 hours (% de capacidad de 120 hr.)	99 / 100 / 104 (@ 68°F/20°C, final de descarga 1,8 voltios por celda)							
Autodescarga @ 70°F/20°C	3% mensual							
Tensión de absorción (V) @ 70°F/20°C	2,35 a 2,50 V/celda (28,2 a 30,0 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de flotación (V) @ 70°F/20°C	2,23 a 2,30 V/celda (26,8 a 27,6 V para una batería de 24 voltios)							
Tensión de almacenamiento (V) @ 70°F/20°C	2,18 a 2,22 V/celda (26,2 a 26,6 V para una batería de 24 voltios)							
Vida útil en flotación (V) @ 70°F/20°C	20 años							
Cantidad de ciclos @ 80% de descarga	1500							
Cantidad de ciclos @ 50% de descarga	2500							
Cantidad de ciclos @ 30% de descarga	4000							
Dimensiones (al x an x p en mm.)	145 x 206 x 711	210 x 191 x 711	210 x 233 x 711	210 x 275 x 711	210 x 275 x 861	212 x 397 x 837	212 x 487 x 837	212 x 576 x 837
Dimensiones (al x an x p en pulgadas.)	5,7 x 8,1 x 28	8,3 x 7,5 x 28	8,3 x 9,2 x 28	8,3 x 10,8 x 28	8,3 x 10,8 x 33,9	8,4 x 15,6 x 32,9	8,4 x 19,2 x 32,9	8,4 x 22,7 x 32,9
Peso sin ácido (kg. / libras)	35 / 77	46 / 101	57 / 126	66 / 146	88 / 194	115 / 254	145 / 320	170 / 375
Peso con ácido (kg. / libras)	50 / 110	65 / 143	80 / 177	93 / 205	119 / 262	160 / 253	200 / 441	240 / 530



## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

- **Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/85, de Victron Energy**



### Controlador de carga MPPT 150/70 y 150/85

www.victronenergy.com



Controladores de carga solar  
MPPT 150/70 y 150/85

#### Tensión FV hasta 150 V

Los controladores BlueSolar MPPT 150/70- y 150/85 podrán cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior.

El controlador ajustará automáticamente la tensión nominal de la batería a 12, 24, 36, ó 48 V.

#### Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

#### Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local que puede no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo del BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando en el MPP óptimo.

#### Excepcional eficiencia de conversión

La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40 °C (104 °F).

#### Algoritmo de carga flexible

Varios algoritmos preprogramados. Un algoritmo programable.

Ecuilibración manual o automática.

Sensor de temperatura de la batería. Sonda de tensión de la batería opcional.

#### Relé auxiliar programable

Para disparar una alarma o arrancar el generador

#### Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa.

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensión nominal de la batería	12 / 24 / 36 / 48 V Selección Automática	
Corriente de carga nominal	70A @ 40 °C (104 °F)	85A @ 40 °C (104 °F)
Potencia máxima de entrada de los paneles solares 1)	12 V: 1000 W / 24 V: 2000 W / 36V: 3000 W / 48V: 4000 W	12 V: 1200 W / 24 V: 2400 W / 36 V: 3600 W / 48 V: 4850 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	
Tensión mínima FV	Tensión de la batería más 7 V para arranque      Tensión de la batería más 2 V operativos	
Consumo en espera	12 V: 0,55 W / 24 V: 0,75 W / 36 V: 0,90 W / 48 V: 1,00 W	
Eficacia a plena carga	12 V: 95 % / 24 V: 96,5 % / 36 V: 97 % / 48 V: 97,5 %	
Carga de absorción	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V	
Carga de flotación	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8 V	
Carga de ecualización	15,0 / 30,0 / 45 / 60 V	
Sensor de temperatura remoto de la batería	Sí	
Ajuste de la compensación de temperatura por defecto	-2,7 mV/°C por celda de batería de 2 V	
Interruptor on/off remoto	No	Sí
Relé programable	DPST    Capacidad nominal CA 240 V CA/4 A	Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC
Puerto de comunicaciones	VE.Can: dos conectores RJ45 en paralelo, protocolo NMEA2000	
Funcionamiento en paralelo	Sí, a través de VE.Can Máx. 25 unidades en paralelo	
Temperatura de trabajo	-40 °C a 60 °C con reducción de corriente de salida por encima de 40 °C	
Refrigeración	Convección natural	asistida por ventilador silencioso
Humedad (sin condensación)	Max. 95 %	
Tamaño de los terminales	35 mm² / AWG2	
Material y color	Aluminio, azul RAL 5012	
Clase de protección	IP20	
Peso	4,2 kg	
Dimensiones (al x an x p)	350 x 160 x 135 mm	
Montaje	Montaje vertical de pared    solo interiores	
Seguridad	EN60335-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) Si se conectara más potencia solar, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado



## Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor

- Inversor/Cargador Quattro 48/10000/140-100/100, de Victron Energy**

Quattro	12/3000/120-50/30 24/3000/70-50/30	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí			
Conmutador de transferencia integrado	Sí			
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA		Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz	Factor de potencia: 1
Corriente máxima (A)	50 / 30	2x100	2x100	2x100
INVERSOR				
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17V      19 – 33V      38 – 66V			
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VAC ± 2%		Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%	
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2500	4500	7000	9000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	4000	6300	8000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96
Consumo en vacío (W)	15 / 15	25 / 25 / 25	30 / 35	35
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	10 / 10	20 / 20 / 20	25 / 30	30
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	4 / 5	5 / 5 / 6	8 / 10	10
CARGADOR				
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2
Modo de "almacenamiento" (V CC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8
Corriente de carga batería casa (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (sólo modelos de 12 y 24V)			
Sensor de temperatura de la batería	Sí			
GENERAL				
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50
Relé programable (6)	1x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g			
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema			
Puerto com. de uso general (7)	1x	2x	2x	2x
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a +50 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%			
CARCASA				
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21	
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)			
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. <sup>2</sup> (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45/41	45
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280
NORMATIVAS				
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29			
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-2, EN 61000-6-1			
Directiva de automoción	2004/104/EC			
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 4) a 25 °C de temperatura ambiente 5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible 6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador Capacidad nominal CA: 230V/4A Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC 7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Litio-Ion			
2) Claves de protección:				
a) cortocircuito de salida				
b) sobrecarga				
c) tensión de la batería demasiado alta				
d) tensión de la batería demasiado baja				
h) temperatura demasiado alta				
f) 230 V CA en la salida del inversor				
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta				



# Sistema de generación de electricidad mediante la conversión fotovoltaica de la energía solar: Aplicación a una bomba de calor



## Inversor/cargador Quattro

Compatible con baterías de Litio-Ion  
3kVA - 10kVA

www.victronenergy.com



Quattro  
48/5000/70-50/30



Quattro  
24/3000/70-50/30

### Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantalán o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

### Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción. La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

### Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 10 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Diez unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 90 kW/100 kVA y una capacidad de carga de 1400 amperios.

### Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 10 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para proporcionar una potencia del inversor de 270 kW/300kVA y más de 4.000A de capacidad de carga.

### PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (16A por cada Quattro 5kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

### PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantalán

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

### Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

### La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el Quattro está listo para funcionar.

Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y en trifásico: ¡sin necesidad de ordenador!

Además, también se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP.

Y hay sofisticados programas disponibles (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.

